

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Luís Morán Tamayo

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Evaluación técnico-económica de estrategias operativas para un BESS de alta potencia en el SEN

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Luís Morán Tamayo

Evaluación técnico-económica de estrategias operativas para un BESS de alta potencia en el SEN

José Tomás Ayala Ordóñez

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Marzo 2026

Resumen

En el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la operación no queda determinada solo por el costo marginal (CM), ya que la provisión de servicios complementarios (SSCC) y las restricciones de seguridad pueden exigir despacho fuera de mérito, aumentando los costos sistémicos. En este contexto, en esta memoria se evalúa el desempeño técnico, económico y la vida útil de un sistema de almacenamiento de energía por baterías (BESS) de alta potencia, utilizando como caso de estudio el BESS del Desierto, con el fin de comparar estrategias de operación sobre un mismo activo y determinar bajo qué condiciones su inversión resulta conveniente.

Para ello, se desarrollaron simulaciones con resolución de 15 minutos para el año base 2025, considerando tres estrategias: arbitraje energético (AE), provisión de SSCC y una estrategia híbrida (HIB) que combina ambos modos de operación. La estimación de ingresos se realizó con precios nodales del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y con registros de SSCC obtenidos desde la Plataforma de Balance Comercial (Plabcom). La comparación se efectuó mediante margen económico, estado de carga (SoC), uso de potencia y ciclos equivalentes (CE), incorporando un modelo de degradación para baterías de litio ferrofosfato (LFP) y una proyección hasta fin de vida útil (EoL). Además, se realizó una evaluación económica mediante flujo de caja descontado, considerando valor actual neto, tasa interna de retorno y sensibilidades regulatorias asociadas al costo de oportunidad (CO), a la potencia de suficiencia y a la valorización económica del carbono evitado.

Los resultados muestran que AE entrega el mayor margen anual en 2025, mientras SSCC extiende más la vida útil y HIB mejora el comportamiento operativo del BESS al recentrar el SoC y reducir la degradación respecto de AE. Sin embargo, esta ventaja técnica no se traduce automáticamente en la mejor alternativa económica. En el escenario sin CO, AE presenta la mejor posición en horizontes cortos, mientras HIB mejora al extender la evaluación hasta EoL. En el escenario con CO, en cambio, SSCC pasa a liderar la comparación económica. En consecuencia, la memoria muestra que invertir en un BESS sí puede ser atractivo, pero no de forma universal: su conveniencia depende del horizonte de evaluación y, de manera decisiva, del marco regulatorio que remunera capacidad, SSCC y CO. Como aporte, se entrega un marco comparativo reproducible aplicado a un BESS real del SEN, que relaciona operación, degradación, rentabilidad y señales regulatorias en la evaluación de estrategias de uso.



*A Fernando Ayala
A Verónica Ordóñez
A Sofía Camus*

Agradecimientos

Nada de esto habría sido posible sin el apoyo incondicional de mi familia. A mi papá, por darme confianza, valentía y consejos que fortalecieron mi pensamiento crítico y mi forma de abordar los problemas con criterio ingenieril. A mi mamá, por su apoyo constante y por estar siempre atenta a lo que necesitara durante este proceso, disponible para ayudarme en todo lo necesario para que pudiera concentrarme y avanzar. A mis hermanos y cuñados, por acompañarme y alentarme en cada etapa: a Constanza, por su apoyo permanente; a mi cuñado Daniel, por transmitirme energía y por hacerme confiar en mí cuando más lo necesitaba; a mi hermana Rocío y mi cuñado Vicente, por su preocupación y apoyo constante; y a mi hermano Fernando y mi cuñada Javiera, por el aliento y la motivación que me entregaron durante el proceso.

A mi polola Sofía, por ser un pilar fundamental en esta etapa. Gracias por acompañarme con paciencia, por ayudarme a preparar y revisar presentaciones, por escucharme practicar una y otra vez, y por sostenerme en los momentos de cansancio con apoyo, contención y motivación. Su presencia hizo este camino mucho más llevadero y significativo.

A Valeska, por acompañarme durante todos estos años y, en especial, durante el periodo de memoria, compartiendo el ritmo, las exigencias y los desafíos del proceso. Su apoyo, atención y consejos fueron un aporte constante y valioso. A mis amigos Nicolás, Gonzalo y Tomás por ser los pilares de amistad más fuertes que construí en la universidad. Gracias por el apoyo, el compañerismo en los momentos de mayor carga, y por sostener esta etapa con conversaciones y una amistad que hizo el camino más humano. A Diego y Martín, por la amistad y el apoyo durante la vida universitaria, y por el compañerismo en estudios, trabajos y proyectos que marcó de forma positiva este proceso.

En el ámbito del laboratorio, agradezco especialmente a Javier, Luis y Matías, por acompañarme durante este periodo. Gracias por las conversaciones, la disposición a ayudar y los consejos que influyeron en decisiones importantes dentro de la memoria. Asimismo, agradezco al equipo RF de jiu-jitsu, porque esta disciplina me ayudó a sostener hábitos, responsabilidad y constancia, y a mantener el esfuerzo diario que exige un proceso largo y demandante.

Finalmente, agradezco a mi profesor guía, Luis Morán. Para mí es un referente profesional y humano. Agradezco sus consejos, su exigencia, las oportunidades que me brindó para trabajar y aprender, y la forma en que su guía influyó en mi manera de pensar y proyectarme hacia el futuro. Este proceso fue muy formativo y su acompañamiento me impulsó a mirar más lejos, a cuestionar límites propios y a esforzarme con convicción por mis objetivos.

Tabla de Contenidos

1. Introducción.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Trabajos Previos.....	2
1.2.1 Costos sistémicos y operación fuera de orden económico en sistemas eléctricos con alta penetración renovable.....	2
1.2.2 Arquitectura e interfaz de interconexión de BESS de alta potencia.....	3
1.2.3 Estrategias de control de convertidores en BESS conectados a red.....	4
1.2.4 Degradación electroquímica y envejecimiento en baterías para BESS.....	4
1.2.5 Estabilidad del sistema eléctrico con alta penetración ERV	5
1.2.6 Discusión	6
1.3. Hipótesis	7
1.4. Objetivos	7
1.4.1 Objetivo general	7
1.4.2 Objetivo específico.....	7
1.5. Alcances y Limitaciones.....	8
1.6. Metodología.....	8
2. BESS de alta potencia en el SEN.....	10
2.1. Introducción.....	10
2.2. Contexto SEN.....	10
2.2.1 Contexto operativo actual.....	10
2.2.2 Planificación y brecha	13
2.3. Catastro BESS	17
2.3.1 Vertimientos en el SEN.....	18
2.3.2 Criterios del catastro BESS.....	18
2.3.3 BESS en operación.....	19
2.3.4 BESS proyectados	20
2.3.5 Capacidad futura.....	20
2.4. Discusión	21
3. Operación, control y degradación.....	23
3.1. Introducción.....	23
3.2. Arbitraje energético	24
3.2.1 Modelo operativo AE	24
3.3. Servicios Complementarios	26
3.3.1 Modelo operativo SSCC.....	27
3.3.2 Costo de oportunidad BESS	30
3.4. Control de convertidores para SSCC	31
3.4.1 Control droop	34
3.5. Estabilidad con alta penetración IBR.....	37

3.5.1	Requerimientos de estabilidad.....	37
3.5.2	Sensibilidad a la ubicación GFM	38
3.6.	Degradación	40
3.6.1	Fase inicial y estrategia HIB	41
3.7.	Discusión	43
4.	Casos de Estudio y Resultados	45
4.1.	Introducción.....	45
4.2.	Características técnicas BESS del Desierto.....	45
4.2.1	Proyección a EoL	46
4.2.2	Conversión, transformación e interconexión.....	48
4.3.	Base de Datos Empleada.....	50
4.3.1	Costo Marginal 2025	50
4.3.2	Informe Diario 2025	51
4.3.3	Plataforma de Balance Comercial 2025	51
4.4.	Casos de Estudio.....	51
4.4.1	Arbitraje Energético	52
4.4.2	Servicios Complementarios.....	52
4.4.3	Estrategia Híbrida.....	53
4.4.4	Proyección a EoL	55
4.4.5	Costo de Oportunidad.....	56
4.5.	Análisis Económico	56
4.5.1	Potencia de Suficiencia	57
4.5.2	Pago por desgaste	59
4.5.3	Valorización económica del carbono evitado	59
4.5.4	Parámetros e indicadores de evaluación.....	61
4.6.	Resultados	62
4.6.1	Comparación Estrategias 2025	62
4.6.2	Servicios Complementarios.....	73
4.6.3	Estrategia Híbrida.....	74
4.6.4	Proyección a EoL	77
4.6.5	Costo de Oportunidad.....	79
4.6.6	Análisis económico	80
4.7.	Discusión	84
5.	Conclusiones	86
5.1.	Sumario	86
5.2.	Conclusiones	86
5.3.	Trabajos futuros.....	87
6.	Referencias	88
A.	Contexto Nacional BESS	91
B.	Margen Bruto sin pago CO	94

C.	Margen Bruto con pago CO	97
D.	Potencia de Suficiencia.....	102
E.	Pago por desgaste	107
F.	Valorización económica del carbono evitado.....	111
G.	Parámetros de evaluación.....	114



Lista de Tablas

Tabla 2.1: Resumen nacional de BESS ≥ 10 MW en el SEN por estado de avance [13]	19
Tabla 2.2: Número y potencia de almacenamiento acumulada de BESS en operación ≥ 10 MW por región [13]	19
Tabla 2.3: Número y potencia de almacenamiento acumulada de BESS proyectados ≥ 10 MW por región [13]	20
Tabla 3.1: Modos operativos BESS	32
Tabla 3.2: Estabilidad con 100 % IBR y participación GFM [8].....	39
Tabla 3.3: Sensibilidad de estabilidad a la ubicación del GFM [8]	40
Tabla 3.4: DF de LFP bajo distintos métodos operativos BESS [6]	42
Tabla 4.1: Resumen de configuración y capacidad del bloque de almacenamiento [3]	46
Tabla 4.2: condiciones de ensayo y parámetros clave de la celda LFP del sistema [3].....	47
Tabla 4.3: Resumen de configuración y capacidad del bloque de conversión, transformación e interconexión [32]	49
Tabla 4.4: Parámetros base utilizados en las simulaciones del BESS del Desierto [3]	50
Tabla 4.5: Parámetros de SSCC verificados por el CEN para BESS del Desierto [33].....	53
Tabla 4.6: Límites de potencia en el PAC para la estrategia HIB.....	54
Tabla 4.7: Ciclos equivalentes diarios promedio en el año 2025 por estrategia.	55



Lista de Figuras

Fig. 2.1 Evolución de los costos sistémicos en el SEN [1]	11
Fig. 2.2 Sobrecostos vs otros costos sistémicos [1]	11
Fig. 2.3 Sobrecostos anuales por MT y provisión de SSCC [1].....	12
Fig. 2.4 Sobrecostos totales horarios 2024 más costo variable ilustrativo con CM promedio [1].....	12
Fig. 2.5 Energía en GWh inyectada por tecnología fuera de mérito por SSCC y MT [1]	13
Fig. 2.6 Generación por región del SEN [2].....	14
Fig. 2.7 Trayectoria proyectada de costos para BESS de 4 horas bajo escenarios RL, CN y TA [2]	15
Fig. 2.8 Trayectoria proyectada de impuestos a las emisiones de CO ₂ bajo escenarios RL, CN y TA	15
Fig. 2.9 Trayectoria de capacidad instalada de centrales a carbón bajo escenarios RL, CN y TA [2]	16
Fig. 2.10 Proyección de capacidad instalada del SEN por tecnología bajo escenarios RL, CN y TA [2]	17
Fig. 2.11 Evolución Anual de Vertimientos ERV en el SEN [2], [9], [11], [12].....	18
Fig. 2.12 Solicitudes mensuales de acceso a la red por parte de proyectos BESS (GW) [1].....	19
Fig. 2.13 Potencia BESS 2025 vs potencia acumulada futura en el SEN [13]	21
Fig. 3.2 Flujo de liquidación AE BESS	25
Fig. 3.3 Flujo de liquidación SSCC BESS	29
Fig. 3.4 Flujo de liquidación CO BESS	30
Fig. 3.5 Operación en cuatro cuadrantes BESS.....	32
Fig. 3.6 Diagrama de control GFL [24].....	33
Fig. 3.7 Diagrama de control GFM [24]	34
Fig. 3.8 Estructura de control droop [4].....	36
Fig. 3.9 Mapa de estabilidad en función de la fracción de GS y de recursos GFM, con remanente GFLD [7].....	38
Fig. 3.10 Sistema Kundur de dos áreas [8].....	39
Fig. 3.11 Degradación de LFP bajo distintos métodos operativos BESS [6].....	43
Fig. 4.1 Representación general BESS del Desierto	46
Fig. 4.2 Retención de capacidad vs número de ciclos para celda LFP (0.5C/0.5C) [31].....	47
Fig. 4.3 Diagrama de circuito del convertidor de potencia en media tensión y del transformador integrado [32]	49
Fig. 4.6 Márgenes Acumulados 2025 por Estrategia Operativa (a) margen acumulado anual en AE; (b) margen acumulado anual en SSCC; (c) margen acumulado anual en HIB.	62
Fig. 4.7 Márgenes Mensuales 2025 por Estrategia Operativa (a) ingresos, costos y margen neto mensual en AE; (b) ingresos, costos y margen neto mensual en SSCC; (c) ingresos, costos y margen neto mensual en HIB.	64
Fig. 4.8 Mapa de Calor del Margen Promedio Horario 2025 por Estrategia Operativa (a) margen promedio horario en AE; (b) margen promedio horario en SSCC; (c) margen promedio horario en HIB.	66
Fig. 4.9 Mapa de Calor del SoC Promedio 2025 por Estrategia Operativa (a) SoC promedio por mes y hora en AE; (b) SoC promedio por mes y hora en SSCC; (c) SoC promedio por mes y hora en HIB.	68
Fig. 4.10 Perfil Horario Promedio Anual del SoC 2025 por Estrategia Operativa (a) perfil horario del SoC en AE; (b) perfil horario del SoC en SSCC; (c) perfil horario del SoC en HIB.	70

Fig. 4.11 Distribución del Tiempo Anual por Banda de SoC 2025 por Estrategia Operativa (a) porcentaje del tiempo anual en cada banda de SoC para AE; (b) porcentaje del tiempo anual en cada banda de SoC para SSCC; (c) porcentaje del tiempo anual en cada banda de SoC para HIB.	72
Fig. 4.12 Composición de Ingresos por Servicio y Sentido en SSCC 2025	73
Fig. 4.13 Balance anual del margen desglosado por componente.....	74
Fig. 4.14 Distribución acumulada de potencia absoluta.....	75
Fig. 4.15 Operación Detallada y CM en Ventana de 12 h — HIB 67/33 (24-ene) (a) potencia SSCC, potencia AE, potencia neta hacia la red y SoC entre 05:00 y 16:00; (b) CM horario del mismo intervalo.....	76
Fig. 4.16 Degradación de SoH versus Ciclos Equivalentes (0–1000) por Estrategia Operativa	77
Fig. 4.17 Proyección de SoH en Años hasta EoL (70 %)	78
Fig. 4.18 Desglose de Ingresos 2025 con Pago por Costo de Oportunidad SSCC y HIB.....	79
Fig. 4.19 Proyección de SoH en Años — Estrategias Adaptativas (a) Adaptativa 1; (b) Adaptativa 2	80
Fig. 4.20 VAN por estrategia y sensibilidad legislativa: (a) Sin CO; (b) Con CO.	81
Fig. 4.21 TIR por estrategia y sensibilidad legislativa: (a) Sin CO; (b) Con CO.....	82
Fig. 4.22 Pago por CO bajo distintas estrategias operativas	83



Abreviaciones

Mayúsculas

AE	: Arbitraje energético.
BESS	: Sistema de almacenamiento de energía por baterías.
CA	: Corriente alterna.
CAPEX	: Inversión inicial.
CC	: Corriente continua.
CE	: Ciclos equivalentes.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CM	: Costo marginal.
CN	: Carbono Neutralidad.
CO	: Costo de oportunidad.
CPF	: Control primario de frecuencia.
CSF	: Control secundario de frecuencia.
CTF	: Control terciario de frecuencia.
DF	: Factor de degradación.
DoD	: Profundidad de descarga.
DPS	: Dispositivo de protección contra sobretensiones.
EoL	: Fin de vida útil.
ERV	: Energías renovables variables.
GFL	: Grid-following.
GFLD	: Grid-following con control droop.
GFM	: Grid-forming.
GS	: Generación síncrona.
HIB	: Estrategia híbrida.
HVDC	: Transmisión en corriente continua de alta tensión.
IBR	: Recursos basados en inversores.
LFP	: Litio ferrofosfato.
MT	: Mínimos técnicos.
MMUSD	: Millones de USD.
OPEX	: Costos operacionales.
PAC	: Punto de acoplamiento común.
PELP	: Planificación Energética de Largo Plazo.
PLL	: Lazo de enganche de fase.
PPA	: Contrato de compra de energía.
PPC	: Controlador de planta.
RL	: Recuperación Lenta.
RoCoF	: Tasa de cambio de frecuencia.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia.
SoC	: Estado de carga.
SoH	: Estado de salud.
SSCC	: Servicios complementarios.
TA	: Transición Acelerada.
TIR	: Tasa interna de retorno.

VAN : Valor actual neto.



1. Introducción

1.1. Introducción

La transición hacia matrices eléctricas con mayor participación de energías renovables variables (ERV) ha modificado el perfil operativo de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), al aumentar la variabilidad horaria y concentrar generación en el bloque solar. Esto incrementa la necesidad de flexibilidad y de recursos capaces de sostener la operación dentro de márgenes aceptables, no solo por criterios económicos, sino también por exigencias de estabilidad y continuidad del suministro. En este contexto, la operación debe coordinar mercado, reservas y límites operativos [2], [7], [8].

Pese al aumento de capacidad instalada renovable, el sistema puede requerir el despacho de unidades no competitivas en costo debido a restricciones operativas y a la necesidad de reservas y servicios de soporte. Por ello, la señal del mercado spot no captura por sí sola el costo total de una operación segura, lo que vuelve relevante evaluar soluciones que aporten flexibilidad sin depender exclusivamente de generación térmica [1], [2].

En Chile, esta necesidad es especialmente relevante por la alta penetración de ERV, principalmente solar y eólica, que ha incrementado la presencia de recursos basados en inversores (IBR) en la matriz. Aunque esta transición permite reducir generación fósil y aprovechar recursos renovables de bajo costo variable, también hace más exigente la operación, ya que la seguridad no depende solo del balance energético, sino también de la disponibilidad de equipos con soporte dinámico y servicios operacionales. Por esta razón, aun con alta participación renovable, pueden persistir requerimientos que mantengan generación síncrona disponible para cubrir exigencias de seguridad y operación, especialmente en zonas donde la red es más débil [2], [7], [8].

Los BESS pueden intercambiar potencia activa y potencia reactiva con la red de forma rápida y controlada, por lo que ofrecen una alternativa de flexibilidad operativa y soporte al sistema. Sin embargo, su desempeño no depende solo de su potencia o energía nominal, sino también del modo de operación, ya que distintas estrategias generan perfiles de potencia y SoC que afectan el ingreso de mercado y la degradación del BESS [3], [6].

En este contexto, el presente estudio evalúa un BESS de alta potencia en el SEN, con base en el caso del BESS del Desierto. Se analizan estrategias orientadas al arbitraje energético (AE), a la provisión de servicios complementarios (SSCC) y una estrategia híbrida (HIB) que combina ambos enfoques. La comparación incorpora métricas técnicas y económicas, junto con la evolución del SoC y del estado de salud (SoH), para evaluar rentabilidad y vida útil [3], [6].

1.2. Trabajos Previos

La operación de sistemas eléctricos de potencia con alta participación de generación ERV ha motivado una literatura extensa orientada a comprender restricciones técnicas y económicas que condicionan el despacho y la provisión de servicios de soporte. En particular, la creciente penetración de recursos basados en inversores (IBR) y la necesidad de flexibilidad han puesto atención en el rol de los BESS tanto por su capacidad de respuesta como por el compromiso entre rentabilidad y desgaste. Esta sección reúne los principales trabajos en que se apoya el presente estudio y organiza la revisión por ejes temáticos, con el fin de separar de forma ordenada la problemática operativa del sistema, los fundamentos de tecnología, las estrategias de control, la operación y degradación, y las condiciones de estabilidad.

1.2.1 Costos sistémicos y operación fuera de orden económico en sistemas eléctricos con alta penetración renovable

- ♣ J. Hurtado, “Análisis de metodología de remuneración de BESS en SSCC ¿reducirá los costos sistémicos? Agosto 2025 | Reporte Público [1].

El reporte evalúa si una metodología de remuneración basada en costo de oportunidad (CO) puede incentivar que BESS, participen en SSCC y con ello reduzcan parte de los costos sistémicos asociados a la operación real del sistema. Para ello, describe que en el mercado se generan costos que no quedan reflejados solo por el CM y que se recuperan a través de cargos por costos sistémicos, destacando que una fracción relevante proviene del despacho fuera de orden económico por mínimos técnicos y por provisión de SSCC. Sobre esa base, el documento plantea que remunerar el costo de oportunidad busca desplazar la provisión de reservas desde la generación térmica hacia recursos con respuesta rápida, pero advierte que el beneficio puede ser acotado en los períodos donde se concentran los sobrecostos y que la medida introduce un nuevo componente de costo sistémico. Finalmente, presenta simulaciones y reflexiones para discutir en qué condiciones la integración de BESS en SSCC mejora la eficiencia operativa sin trasladar el problema a otros costos del sistema.

- ♣ Ministerio de Energía (Gobierno de Chile), Planificación Energética de Largo Plazo: Informe Definitivo PELP 2023-2027, 22 de abril de 2025 [2]

El artículo entrega el marco de referencia institucional para entender cómo se proyecta la expansión y operación del SEN bajo escenarios de evolución de demanda, costos y entrada de nuevas tecnologías. Su aporte para este estudio es fijar el contexto técnico-económico que condiciona la operación real. Al definir escenarios de crecimiento, supuestos de combustibles y trayectorias de incorporación de generación y transmisión, el documento permite interpretar por qué, aun con alta penetración renovable, persisten restricciones y requerimientos operacionales que pueden inducir despacho fuera de orden económico y, con ello, costos sistémicos. En consecuencia, el PELP se utiliza como antecedente base para justificar que el problema no se explica solo por la señal del CM, sino por la interacción entre expansión planificada, limitaciones operativas y necesidad de servicios de soporte.

1.2.2 Arquitectura e interfaz de interconexión de BESS de alta potencia

- ♣ Estudios Eléctricos S.A., “BESS del Desierto: Informe final – Mínimo Técnico,” Informe técnico EE-EN-2025-1129-RB, Rev. B, preparado para Atlas Renewable, Chile, 1 jul. 2025 [3].



El informe documenta la determinación del mínimo técnico del BESS del Desierto bajo el marco normativo aplicable, describiendo el emplazamiento e interconexión de la planta al SEN a través de la subestación Sol del Desierto 220 kV, con punto de acoplamiento común (PAC) en 33 kV, y caracterizando una configuración de alta potencia y arquitectura modular, junto con el controlador de planta (PPC) y sus modos de regulación de potencia activa y potencia reactiva. Sobre esa base, el documento presenta ensayos en terreno para operación en carga y descarga, fija definiciones operacionales de potencia neta en alta tensión, potencia bruta en inversores, servicios auxiliares y pérdidas, y reporta mínimos sostenibles en régimen estable para ambos modos. Además, se identifica una zona potencialmente inestable en torno a 0 MW asociada al control de planta en transiciones, lo que sustenta mínimos técnicos diferenciados para carga y descarga y límites operacionales coherentes con los resultados.

1.2.3 Estrategias de control de convertidores en BESS conectados a red

- ♣ Y. Teng, W. Deng, W. Pei, Y. Li, L. Ding, and H. Ye, “Review on grid-forming converter control methods in high-proportion renewable energy power systems,” *Global Energy Interconnection*, vol. 5, no. 3, pp. 328–342, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.gloi.2022.06.010 [4].

El artículo organiza el panorama de investigación asociado a recursos basados en inversores con operación GFM, identificando atributos que se vuelven críticos en sistemas con alta penetración ERV y menor presencia de máquinas sincrónicas. A través de una revisión estructurada, el trabajo delimita los activos que estos recursos pueden aportar al sistema, como referencia de tensión y frecuencia, soporte dinámico y capacidades asociadas a estabilidad, y además sistematiza brechas de modelación, validación y estandarización que condicionan su adopción operativa. El enfoque no se concentra en un único esquema de control, sino en mapear tendencias, desafíos y criterios de desempeño que permiten evaluar la contribución técnica de recursos GFM en escenarios renovables, entregando un marco para justificar que la discusión debe incorporar el comportamiento dinámico.

1.2.4 Degradación electroquímica y envejecimiento en baterías para BESS

- ♣ M. A. Ali, C. M. Da Silva, and C. H. Amon, “Multiscale Modelling Methodologies of Lithium-Ion Battery Aging: A Review of Most Recent Developments,” Sep. 01, 2023, *Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI)*. doi: 10.3390/batteries9090434 [5].

Este artículo revisa metodologías recientes de modelación de envejecimiento en baterías de ion litio, adoptando una mirada multiescala que conecta fenómenos a nivel de partícula, celda y pack. El aporte central es ordenar enfoques de modelación capaces de capturar degradación a través de mecanismos fisicoquímicos y su acoplamiento termoeléctrico, además de discutir cómo se valida cada familia de modelos con estrategias de ensayo. Esta revisión es útil para justificar, con base metodológica, por qué las decisiones operativas y la gestión térmica pueden alterar la trayectoria de degradación, y por qué la extrapolación de vida útil depende del tipo de modelo y de sus supuestos.

- ♣ B. Ellis, C. White, and L. Swan, “Degradation of lithium-ion batteries that are simultaneously servicing energy arbitrage and frequency regulation markets,” *J. Energy Storage*, vol. 66, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.107409 [6].

Este trabajo estudia la degradación cuando una batería presta servicios simultáneos, superponiendo señales de AE y regulación de frecuencia para representar un perfil operativo compuesto. La contribución es metodológica: en vez de aproximar desgaste con curvas derivadas de ciclado simple, el artículo evalúa patrones de degradación bajo perfiles combinados y compara resultados respecto de la prestación de un único servicio. Además, contrasta el comportamiento entre químicas típicas de baterías de ion litio, incluyendo LFP y níquel-manganeso-cobalto (NMC) lo que permite argumentar que la degradación depende no solo de energía total procesada, sino también de la forma temporal de la potencia y de la mezcla de servicios.

1.2.5 Estabilidad del sistema eléctrico con alta penetración ERV

- ♣ V. Geekiyanage and J. Seppänen, “Power System Stability Improvements Through Grid Forming Inverters for Systems with High Penetration of Grid Following Inverters,” conference paper, IEEE, 2024, ISBN: 979-8-3503-9042-1 [7].

El artículo analiza la estabilidad de un SEP con alta penetración de recursos basados en convertidores, evaluando cómo la mezcla entre generación sincrónica y convertidores con distintos modos de control condiciona la operación estable a medida que aumenta la proporción de generación no sincrónica. El trabajo compara configuraciones donde predominan convertidores seguidores de red, con y sin soporte tipo control droop, frente a escenarios que incorporan una fracción de convertidores formadores de red, y utiliza mapas de estabilidad para visualizar cómo cambia la región estable según la combinación de tecnologías y estrategias de control. Con ello, el estudio concluye que la estabilidad no depende solo del porcentaje agregado de cada tipo de recurso, sino de cómo se distribuye la capacidad de establecer referencias de tensión y frecuencia y de qué funciones de soporte se habilitan en los convertidores, lo que entrega criterios prácticos para planificar la transición hacia sistemas con mayor participación renovable.

- ♣ S. Samanta, B. Yang, and G.-S. Seo, “Stability Analysis of Power Systems with High Penetration of State-of-the-Art Inverter Technologies,” *Energies*, vol. 18, art. no. 3645, Jul. 2025, doi: 10.3390/en18143645 [8].

Este trabajo analiza la mejora de estabilidad en sistemas dominados por recursos basados en inversores bajo escenarios de penetración creciente, usando como banco de pruebas el modelo de dos áreas de Kundur. El estudio evalúa el comportamiento del sistema cuando aumenta la proporción de inversores seguidores de red y muestra que, sin una fracción suficiente de inversores formadores de red, la estabilidad se degrada al incrementarse la participación de inversores, mientras que la incorporación de inversores formadores de red permite extender la operación estable hacia escenarios de penetración total. Además, el documento discute que el efecto no depende solo de la fracción de recursos, sino también de la ubicación eléctrica del recurso formador de red y del escenario de flujos de potencia y evaluación de estabilidad.

1.2.6 Discusión

La literatura revisada converge en que la operación de un SEP con alta participación ERV expone costos y restricciones que no se explican solo por el desbalance entre demanda y generación. Los estudios sobre costos sistémicos muestran que el despacho efectivo puede apartarse del orden económico por mínimos técnicos y por requerimientos de SSCC, generando cargos adicionales y abriendo espacio a mecanismos como el CO para desplazar provisión desde generación térmica hacia recursos de respuesta rápida. En paralelo, los antecedentes tecnológicos destacan que el aporte de un BESS de alta potencia depende de su arquitectura de interconexión, límites operacionales y verificación en terreno, junto con definiciones operacionales coherentes y coordinación entre control de planta, protecciones, auxiliares y comunicaciones para sostener una operación estable en carga y descarga.

Respecto del desempeño dinámico, los trabajos revisados enfocan la discusión en funciones que exceden el seguimiento de consignas de potencia. La literatura de control GFM organiza atributos asociados a referencia de tensión y frecuencia, soporte dinámico y requisitos de modelación y validación, mientras que aportes específicos abordan limitación de corriente bajo exigencias de voltage ride through y cuantificación de inercia sintética en BESS, condicionada por el punto de operación previo a la perturbación y el margen antes de alcanzar límites de corriente. En degradación, se reporta que el desgaste no queda determinado solo por energía procesada, sino por la forma

temporal del perfil de potencia, la mezcla de servicios y las condiciones operacionales. A su vez, la estabilidad con alta penetración de convertidores depende de la mezcla tecnológica, la distribución de referencias de tensión y frecuencia y la habilitación de funciones de soporte en recursos seguidores de red. En conjunto, estos antecedentes justifican evaluar estrategias para el BESS del Desierto integrando operación del sistema, restricciones técnicas, degradación y desempeño dinámico en el SEN.

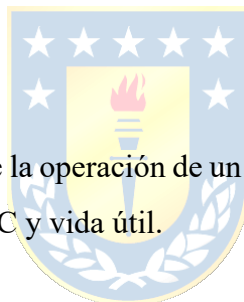
1.3. Hipótesis

Una estrategia HIB que combina AE y SSCC, y que evita permanencias prolongadas del SoC en rangos extremos, mejora el compromiso entre rentabilidad y vida útil de un BESS de alta potencia respecto de estrategias puras, al reducir la degradación equivalente sin perder el aporte operativo requerido por el sistema.

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Evaluar técnica y económicamente la operación de un BESS en el SEN, comparando estrategias de operación y su efecto en ingresos, SoC y vida útil.



1.4.2 Objetivo específico

- Caracterizar la problemática operativa del SEN asociada a vertimientos, restricciones y operación fuera de orden económico, y justificar el rol potencial del BESS.
- Describir el caso de estudio del BESS del Desierto y establecer límites operacionales, convenciones y métricas para una evaluación técnica y económica consistente.
- Modelar y simular la operación del BESS bajo estrategias de AE, SSCC y una HIB, usando una base de datos común y reglas operacionales explícitas.
- Comparar el desempeño técnico y económico de las estrategias a través de indicadores de margen, utilización de potencia, evolución del SoC y estimación de vida útil a partir del SoH.
- Analizar cómo cambia la conveniencia relativa de las estrategias al incorporar incentivos asociados al costo de oportunidad, y discutir condiciones bajo las cuales el BESS aporta a la operación del sistema sin trasladar el problema a sobrecostos sistémicos o reducción acelerada de vida útil.

1.5. Alcances y Limitaciones

Este trabajo evalúa técnica y económicamente la operación de un BESS de alta potencia en el SEN, analizando cómo distintas estrategias modifican su aporte a la flexibilidad, los ingresos asociados y variables operacionales del activo, incluyendo SoC y la proyección de vida útil vía SoH. El análisis usa como referencia el BESS del Desierto y compara AE, provisión de SSCC y una HIB, incorporando el efecto de incentivos asociados al costo de oportunidad para discutir condiciones en que el almacenamiento desplaza requerimientos que suelen recaer en generación térmica. Como limitación, se identifica la ausencia de un software de co-optimización que determine de forma endógena el despacho conjunto entre energía y SSCC, por lo que las simulaciones se basan en un caso consistente para comparar estrategias bajo el mismo marco de entrada.

1.6. Metodología

El trabajo se organiza en cinco capítulos:

Capítulo 1: se presenta el problema de investigación, antecedentes, hipótesis y objetivos. Además, se define la estructura general del documento.

Capítulo 2: se describe el contexto operativo del SEN asociado a costos sistémicos y operación fuera de orden económico. También se incorporan vertimientos y brechas de flexibilidad como base para el caso de estudio.

Capítulo 3: se desarrolla el marco de operación, control y degradación del BESS. Se abordan el arbitraje energético, la provisión de servicios complementarios, el costo de oportunidad, el control de convertidores, la estabilidad con alta penetración de recursos basados en inversores y los criterios de degradación relevantes para la evaluación.

Capítulo 4: en este capítulo se presenta el caso de estudio del BESS del Desierto y se desarrollan los resultados del trabajo. Se describen sus características técnicas, la base de datos empleada y las herramientas utilizadas para la implementación de las simulaciones, considerando Microsoft Excel para la organización, trazabilidad y validación de la información, y Python para el procesamiento, consolidación y proyección de resultados. Para el caso de AE se utilizaron los informes diarios del CEN, mientras que para SSCC se emplearon los balances definitivos de Plabcom. A partir de estos antecedentes se construyen los casos de estudio para las estrategias AE, SSCC y HIB, esta última mediante la combinación de ambas lógicas. Sobre esta base, se desarrolla el análisis económico para luego comparar el desempeño técnico y económico de las estrategias evaluadas mediante indicadores

de margen, utilización de potencia, evolución del SoC y proyección de vida útil a partir del SoH.

Capítulo 5: se presentan las conclusiones del trabajo y se proponen trabajos futuros orientados a complementar y profundizar el análisis realizado.



2. BESS de alta potencia en el SEN

2.1. Introducción

Este capítulo contextualiza el rol de los BESS de alta potencia en el SEN con foco en dos elementos: el diagnóstico operativo asociado a costos sistémicos y operación fuera de orden económico (Sección 2.2), y la caracterización del despliegue nacional de BESS a través de un catastro trazable (Sección 2.3). Este marco sustenta la selección del caso de estudio y la comparación de estrategias en capítulos posteriores. En un SEP con alta penetración de ERV, esta caracterización resulta relevante porque la operación no depende solo de la energía disponible ni de la señal de precio de corto plazo, sino también de restricciones de seguridad, reservas y servicios de soporte que pueden mantener unidades disponibles fuera del criterio puramente económico. Bajo este marco, el análisis del capítulo permite vincular la expansión renovable con sus efectos operativos observables en el SEN y, sobre esa base, justificar la incorporación de flexibilidad adicional a través de BESS.

2.2. Contexto SEN

En esta sección se establece el diagnóstico operativo del SEN y la brecha entre la trayectoria de descarbonización y las restricciones observadas en la operación. En particular, se muestra que la expansión renovable no elimina por sí sola los requerimientos de seguridad, reservas y provisión de SSCC, por lo que la operación puede mantener unidades en servicio fuera de orden económico. Bajo este marco, se analiza cómo estas exigencias elevan costos sistémicos y condicionan el valor de incorporar flexibilidad adicional.

2.2.1 Contexto operativo actual

Los costos sistémicos corresponden a cargos adicionales que no se internalizan en el CM ni en el precio spot, por lo que no se reflejan en la señal económica de corto plazo. Estos cargos se asignan a los generadores según la energía retirada para el suministro de sus contratos de largo plazo (PPA), y en ciertos casos los contratos permiten trasladarlos al cliente final [1]. En este marco, [1] indica que históricamente más del 65% de estos costos se asocia con la operación fuera de orden económico por mínimos técnicos o provisión de SSCC, lo que anticipa una brecha persistente entre señal de precio y costos incurridos por restricciones operativas. Esta brecha muestra que la expansión renovable no elimina por sí sola los requerimientos de seguridad y soporte que sostienen costos adicionales en la operación real del SEN.

La Fig. 2.1 presenta la evolución nominal de los costos sistémicos a través de cortes trimestrales, considerando enero, abril, julio y octubre de cada año del período analizado. Las barras muestran montos en MMUSD desagregados por componente, mientras que la línea Costos Sistémicos Promedio expresa el cargo promedio en USD/MWh, lo que permite comparar el nivel total y su intensidad por unidad de energía. La figura evidencia que los sobrecostos concentran una fracción relevante del total, por lo que a continuación se desagrega su composición para identificar los factores que explican su magnitud.

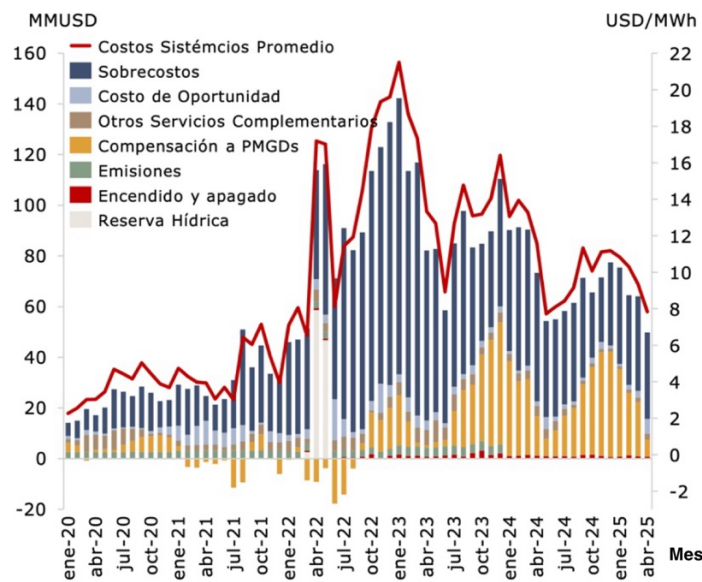


Fig. 2.1 Evolución de los costos sistémicos en el SEN [1]

Con este diagnóstico, se requiere identificar qué componente específico explica su magnitud dentro del total de los costos sistémicos. En la desagregación presentada por [1], los sobrecostos aparecen como el componente de mayor peso, por encima del conjunto de otros cargos sistémicos agregados [1], como se muestra en la Fig. 2.2.

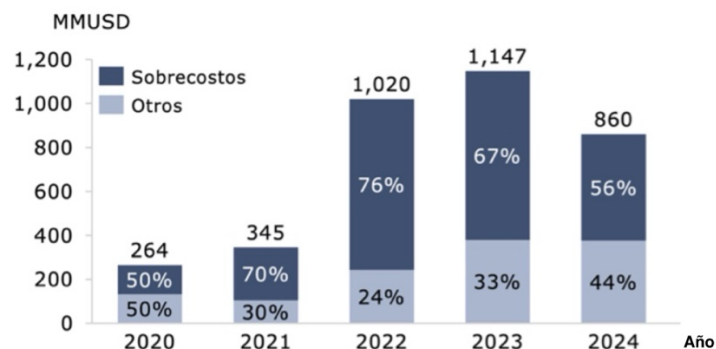


Fig. 2.2 Sobrecostos vs otros costos sistémicos [1]

Los sobrecostos corresponden a compensaciones asociadas a la diferencia entre los costos variables y el CM [1]. En este componente se distinguen dos fuentes principales: la provisión de SSCC asociada a operación fuera de orden económico y la cobertura de MT. Los MT se asocian a requerimientos operativos que mantienen unidades, en particular térmicas, en servicio o a potencia mínima por razones de seguridad y estabilidad, aun cuando su despacho no sea consistente con la señal de CM. La Fig. 2.3 muestra una distribución aproximadamente equitativa entre ambas fuentes, lo que sugiere que la magnitud de los sobrecostos responde a restricciones operativas persistentes más que a episodios puntuales de precio [1].

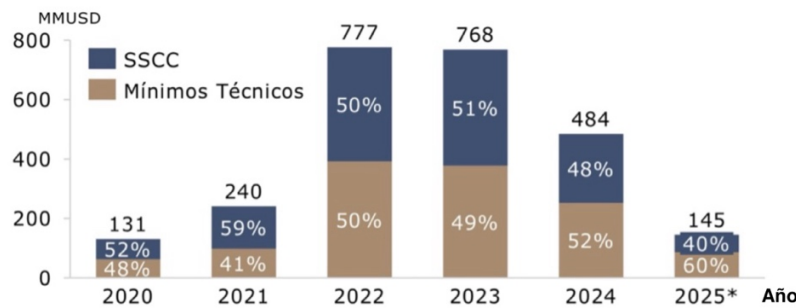


Fig. 2.3 Sobrecostos anuales por MT y provisión de SSCC [1]

Como se muestra en la Fig. 2.4, el mayor nivel de sobrecostos horarios se concentra durante el tramo diurno, coincidiendo con períodos en que el CM cae a valores bajos por alta inyección renovable. En este contexto, el costo variable corresponde al costo incremental de producir energía, asociado principalmente al combustible y a costos operacionales directos. En este intervalo, la brecha entre el costo variable ilustrativo de generación térmica y el CM se amplifica, lo que se traduce en mayores pagos asociados a la operación fuera de orden económico. Este patrón muestra que un CM bajo no implica una disminución proporcional de los costos totales de operación del sistema, debido a requerimientos técnicos que mantienen unidades de mayor costo disponibles o en servicio.

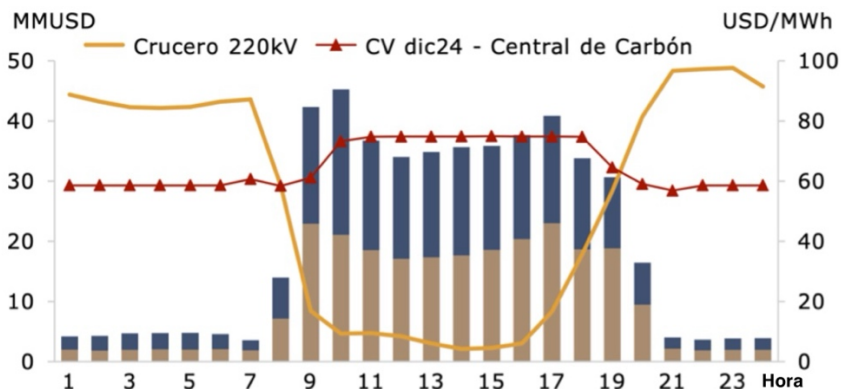


Fig. 2.4 Sobrecostos totales horarios 2024 más costo variable ilustrativo con CM promedio [1]

La desagregación tecnológica de la operación fuera de orden económico permite identificar qué tecnologías sostienen los requerimientos operativos que gatillan los sobrecostos. Como se muestra en la Fig. 2.5, durante 2024 la energía inyectada bajo esta condición se concentra principalmente en unidades térmicas, con participaciones comparables de gas y carbón, mientras que la hidráulica presenta una contribución menor y el resto de las tecnologías tiene una incidencia acotada. Esta composición es consistente con la necesidad de mantener recursos capaces de aportar SSCC y cumplir MT incluso cuando la señal de CM es baja. Por ello, el análisis separa los sobrecostos asociados a MT y a provisión de SSCC fuera de orden económico.

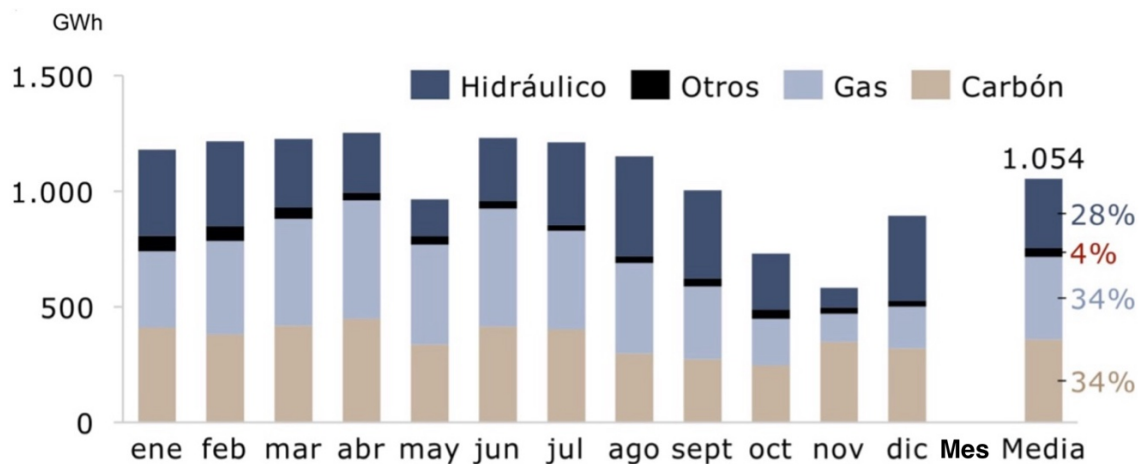


Fig. 2.5 Energía en GWh inyectada por tecnología fuera de mérito por SSCC y MT [1]

En síntesis, los costos sistémicos del SEN se explican principalmente por operación fuera de orden económico, con predominancia de sobrecostos dentro de su composición, los cuales se reparten entre MT y provisión de SSCC [1]. Además, estos sobrecostos se concentran durante el tramo diurno y se asocian mayoritariamente a unidades térmicas, lo que muestra que un CM bajo no implica una reducción proporcional del costo total de operación del sistema.

2.2.2 Planificación y brecha

A partir de los resultados presentados en la Sección 2.2.1, se estableció que los costos sistémicos del SEN se ven condicionados por requerimientos operativos que conducen a operación fuera de orden económico, asociada a MT y a la provisión de SSCC [1]. En este contexto, se contrasta este diagnóstico con la trayectoria de descarbonización planteada a nivel de planificación, con foco en la zona norte del país, donde se ubica el caso de estudio y donde la generación térmica a carbón presenta una presencia relevante. Como se muestra en la Fig. 2.6, la distribución regional de la generación del SEN a marzo de 2025 permite identificar la concentración territorial de tecnologías térmicas y

establecer un vínculo con la operación fuera de mérito analizada previamente [2]. Esta sección introduce la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) como referencia para interpretar proyecciones del sector eléctrico.

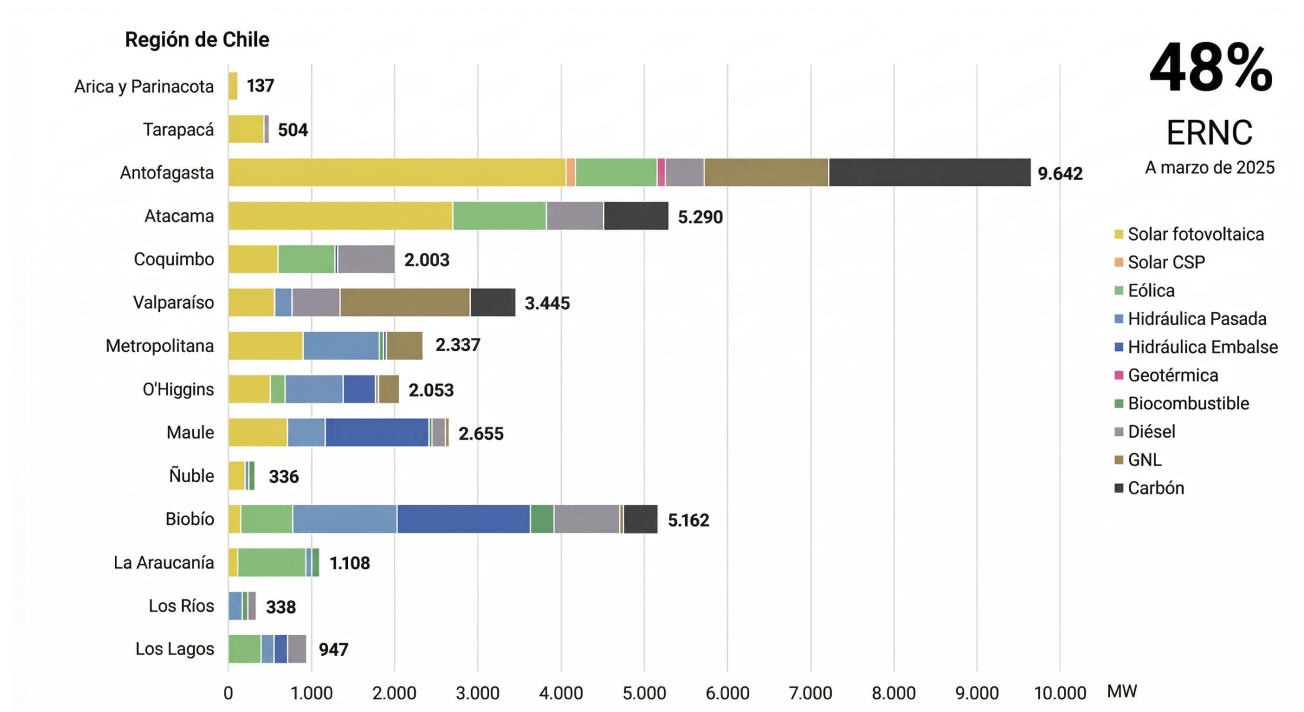


Fig. 2.6 Generación por región del SEN [2]

La PELP corresponde al instrumento público que estructura proyecciones energéticas con enfoque prospectivo, integrando supuestos de demanda, oferta, restricciones territoriales y lineamientos de política sectorial [2]. En este marco, los escenarios representan trayectorias plausibles construidas con supuestos explícitos. El escenario Recuperación Lenta (RL) define una trayectoria base, mientras que Carbono Neutralidad (CN) y Transición Acelerada (TA) incorporan medidas más exigentes y una implementación más rápida de la descarbonización [2]. En esta sección, la comparación RL, CN y TA se utiliza para interpretar la evolución esperada del sector eléctrico y contrastarla con restricciones de la operación real del SEN y sus costos sistémicos [1].

En la PELP, además de los supuestos de demanda y oferta, se incorporan trayectorias de costos de inversión para tecnologías relevantes del sistema [2]. Como se muestra en la Fig. 2.7, se presentan trayectorias proyectadas de costos de BESS de 4 horas bajo RL, CN y TA. La tendencia decreciente en el horizonte de análisis sugiere una reducción del costo de incorporación de almacenamiento, lo que mejora su viabilidad económica y puede acelerar su despliegue frente a alternativas de generación con mayor exposición a costos variables [2].

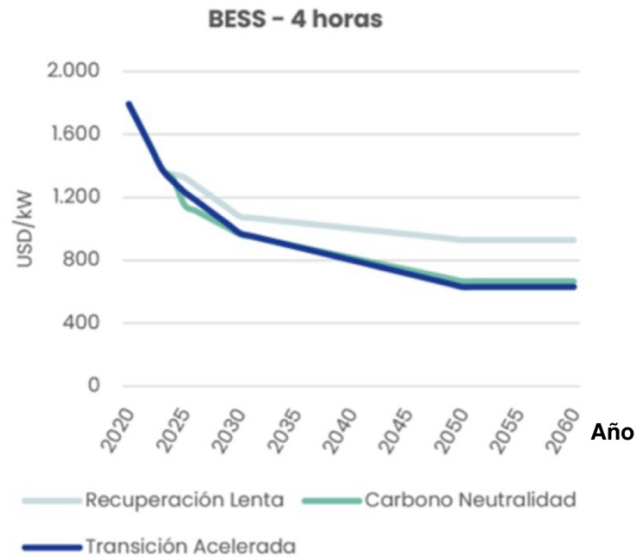


Fig. 2.7 Trayectoria proyectada de costos para BESS de 4 horas bajo escenarios RL, CN y TA [2]

Por otra parte, la PELP incorpora una trayectoria de impuesto a las emisiones de CO₂ como variable de política que afecta directamente el costo de generación de tecnologías fósiles [2]. Como se muestra en la Fig. 2.8, los escenarios RL, CN y TA consideran incrementos progresivos del impuesto a las emisiones, lo que intensifica el costo relativo de mantener generación térmica en operación y refuerza la señal económica asociada a la descarbonización [2]. En conjunto con los precios de combustibles, este marco encarece la dependencia de carbón y gas desde la perspectiva de costos sistémicos.

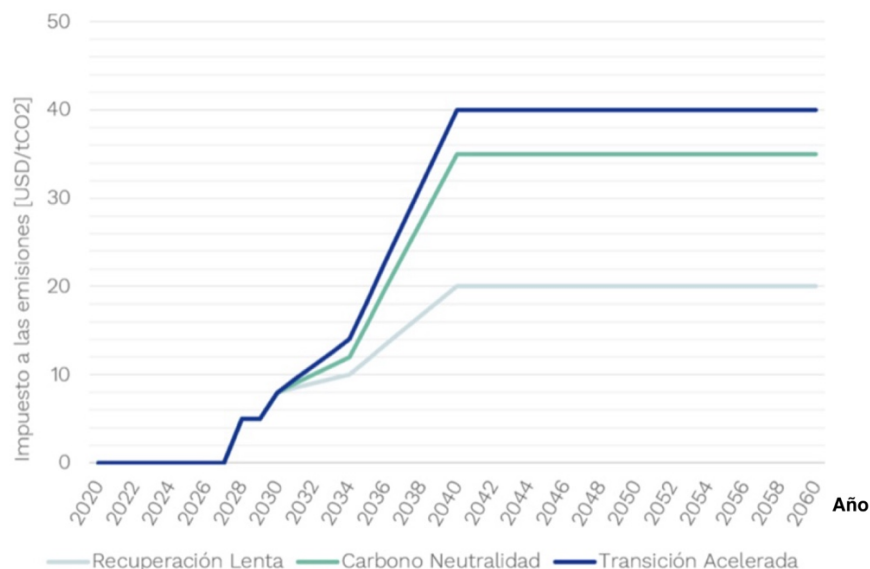


Fig. 2.8 Trayectoria proyectada de impuestos a las emisiones de CO₂ bajo escenarios RL, CN y TA

En coherencia con el marco de descarbonización representado por los escenarios de la PELP, la evolución de la generación a carbón se expresa en una trayectoria decreciente de capacidad instalada en el horizonte de análisis [2]. Como se muestra en la Fig. 2.9, la capacidad instalada de centrales a carbón se reduce de forma sostenida bajo los escenarios RL, CN y TA, tendiendo hacia valores cercanos a cero a medida que avanza la transición, lo que implica una disminución planificada de la participación de esta tecnología en el SEN [2]. Este retiro proyectado condiciona la necesidad de reemplazo por tecnologías de baja emisión y por recursos que aporten flexibilidad y respaldo operativo.



Fig. 2.9 Trayectoria de capacidad instalada de centrales a carbón bajo escenarios RL, CN y TA [2]

Como se muestra en la Fig. 2.10, la PELP proyecta la evolución de la capacidad instalada del SEN por tecnología bajo los escenarios RL, CN y TA, donde la expansión prevista se sustenta en un aumento significativo de generación renovable y en el crecimiento de tecnologías habilitantes para operar con alta penetración renovable, incluyendo almacenamiento [2]. La presencia del almacenamiento en esta proyección muestra que la planificación incorpora recursos de flexibilidad como parte de la transición.

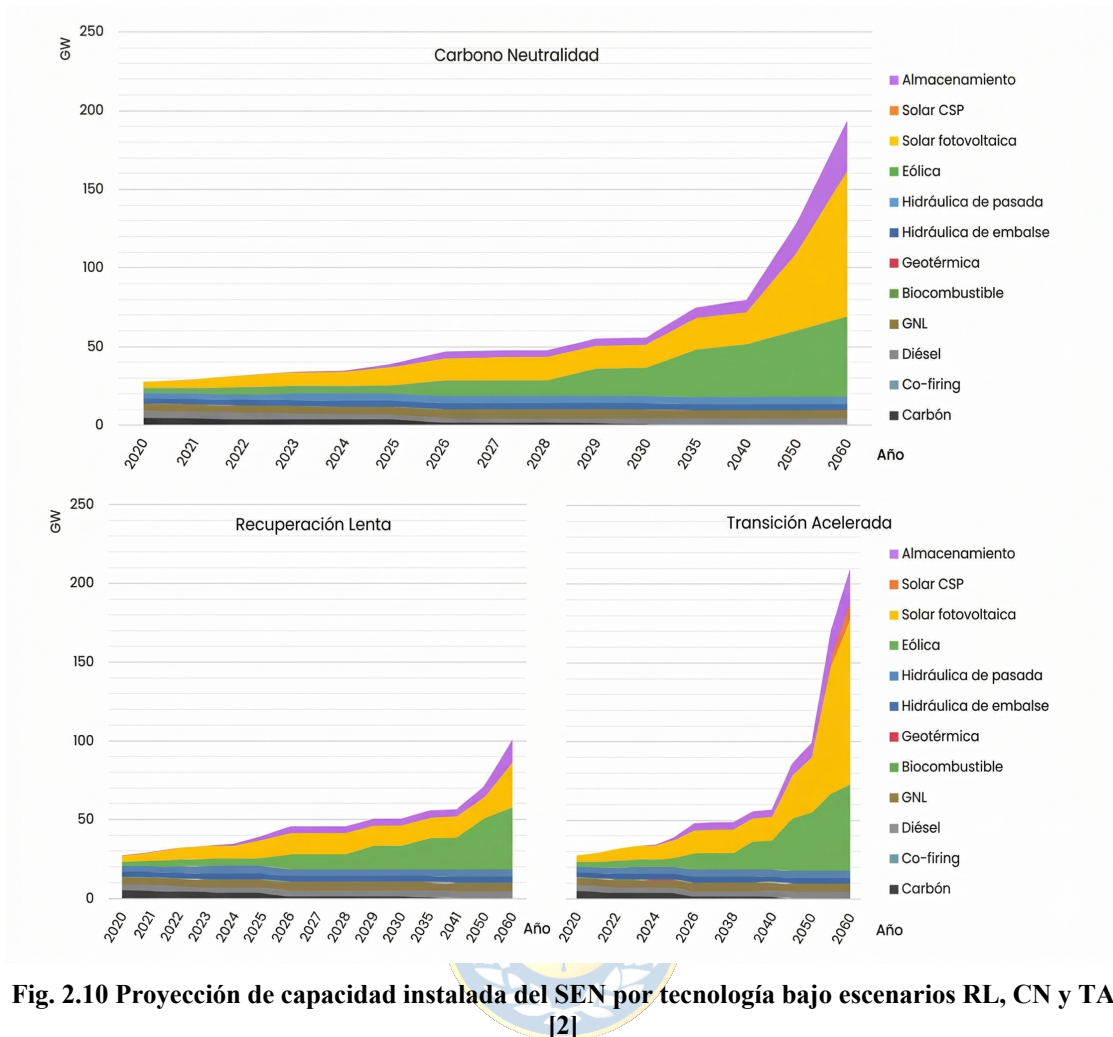


Fig. 2.10 Proyección de capacidad instalada del SEN por tecnología bajo escenarios RL, CN y TA [2]

En el contexto de este estudio, la brecha se define como el descalce entre la trayectoria de transición planteada por la planificación, caracterizada por el retiro de carbón y la expansión de tecnologías de baja emisión, incluyendo almacenamiento, y las restricciones observadas en la operación real del SEN que mantienen costos sistémicos elevados [2]. En particular, la provisión de SSCC y el cumplimiento de MT pueden inducir operación fuera de orden económico y sobrecostos aun en presencia de alta generación ERV [1]. La siguiente sección presenta el catastro de BESS en Chile y su forma de operación actual.

2.3. Catastro BESS

Esta sección caracteriza el despliegue de sistemas BESS en Chile a través de un catastro del parque en operación y de la cartera proyectada, con énfasis en su distribución territorial y en la potencia de almacenamiento asociada. Se identifica la concentración de proyectos en el norte del SEN, coherente con zonas de alta inyección ERV y restricciones de evacuación.

2.3.1 Vertimientos en el SEN

En el SEN, el vertimiento de energías renovables variables (ERV) es la reducción forzada de la inyección de centrales eólicas o solares, instruida por el Centro de Despacho y Control por seguridad y estabilidad, y no por decisión comercial del generador [9]. Sus causales son restricciones de transmisión y requerimientos vinculados a MT y seguridad, que mantienen unidades térmicas a potencia mínima [9]. La planificación anticipa vertimientos elevados entre 2025 y 2029, incluso con la línea de transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC) Kimal–Lo Aguirre en 2030, lo que refuerza la necesidad de flexibilidad con BESS y control de flujo [10].

Se emplea la serie anual de energía recortada de ERV en el SEN para 2017–2024, que muestra una tendencia creciente. Como se observa en la Fig. 2.11, el vertimiento deja de ser puntual y pasa a una condición operacional persistente, coherente con alta penetración ERV y restricciones de evacuación.

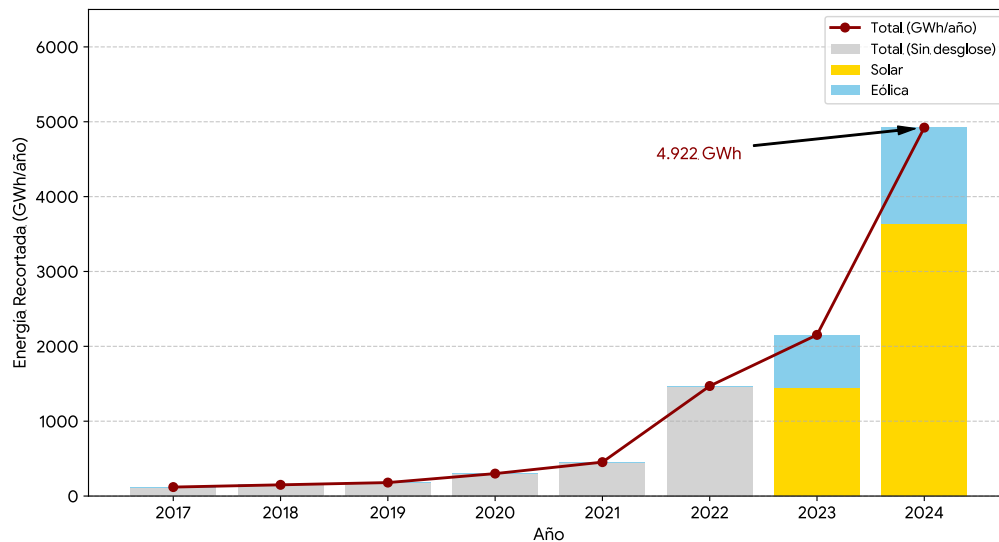


Fig. 2.11 Evolución Anual de Vertimientos ERV en el SEN [2], [9], [11], [12]

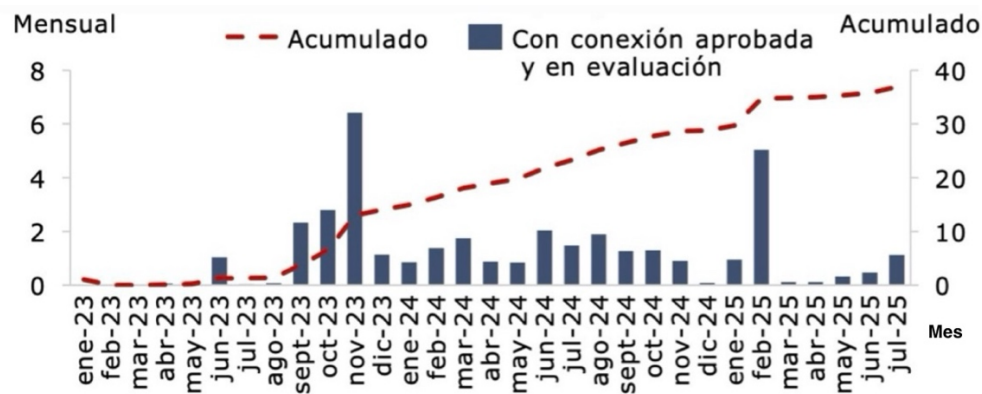
2.3.2 Criterios del catastro BESS

Para asegurar trazabilidad, el catastro considera exclusivamente sistemas de almacenamiento tipo BESS con potencia nominal igual o superior a 10 MW, utilizando como fuente base el catastro publicado por ACERA con fecha de corte octubre de 2025. La Tabla 2.1 presenta una síntesis del universo considerado.

Tabla 2.1: Resumen nacional de BESS ≥ 10 MW en el SEN por estado de avance [13]

Estado del proyecto	Número de BESS ≥ 10 MW	Potencia de almacenamiento total [MW]
En Operación	17	1015,39
En Pruebas	5	530,50
En Construcción	29	3959,30
Aprobado	35	3996,25
En Calificación	35	6569,00

Para complementar el catastro por estado de avance, se incorpora la evolución de las solicitudes de acceso a la red asociadas a proyectos BESS. Como se muestra en la Fig. 2.12, las solicitudes mensuales y el acumulado en el período analizado permiten dimensionar el ritmo de ingreso de nuevos proyectos al proceso de conexión, entregando contexto para interpretar el volumen de iniciativas en evaluación y la brecha entre el parque en operación y la cartera declarada.

**Fig. 2.12 Solicitudes mensuales de acceso a la red por parte de proyectos BESS (GW) [1]**

2.3.3 BESS en operación

Se presenta la caracterización de los BESS en operación con potencia nominal igual o superior a 10 MW, identificando su distribución por región y la magnitud agregada de potencia asociada. Como se muestra en la Tabla 2.2, la incorporación de almacenamiento se concentra en un conjunto acotado de regiones. El detalle proyecto a proyecto se presenta en la Tabla A-1 del Anexo A.

Tabla 2.2: Número y potencia de almacenamiento acumulada de BESS en operación ≥ 10 MW por región [13]

Región	Número de BESS en operación ≥ 10 MW	Potencia de almacenamiento total (MW)
Antofagasta	9	679,42
Metropolitana	4	180,83
Atacama	2	85,61
La Araucanía	2	69,53

2.3.4 BESS proyectados

En el catastro ACERA se define como BESS proyectados a los sistemas con potencia de almacenamiento igual o superior a 10 MW que, a la fecha de corte, se encuentran en estado Aprobado, En Calificación, En Construcción o En Pruebas. El detalle proyecto a proyecto se reporta en la Tabla A-2 del Anexo A, mientras que la distribución regional agregada se resume en la Tabla 2.3, donde la mayor parte de la potencia proyectada se concentra en el norte del SEN, con valores relevantes en Atacama y Antofagasta.

Tabla 2.3: Número y potencia de almacenamiento acumulada de BESS proyectados ≥ 10 MW por región [13]

Región	Número de BESS proyectados ≥ 10 MW	Potencia de almacenamiento total proyectada [MW]
Atacama	27	3595,70
Antofagasta	18	3268,90
Coquimbo	10	1490,00
Valparaíso	7	1428,20
Tarapacá	7	1332,00
Metropolitana	7	1172,20
Arica y Parinacota	7	766,00
Gral. Bdo O'higgins	10	671,05
Del Maule	4	596,00
De los Lagos	2	340,00
Del Biobío	1	200,00
De Ñuble	2	115,00
La Araucanía	1	40,00
De los Ríos	1	40,00

A partir de la Tabla 2.3, la cartera de BESS proyectados ≥ 10 MW muestra una concentración regional marcada. Esta lectura debe mantenerse en el marco del catastro, dado que la condición de proyectado depende del estado reportado y no constituye confirmación de entrada en operación, por lo que el detalle de la Tabla A-2 se interpreta como cartera declarada a la fecha de corte. En la Sección 2.3.5 se contrasta la capacidad en operación con la capacidad futura acumulada asociada a la cartera proyectada.

2.3.5 Capacidad futura

Se contrasta la capacidad BESS actualmente en operación con la capacidad futura acumulada asociada a la cartera de proyectos proyectados ≥ 10 MW, utilizando la misma fuente y fecha de corte definidas en la Sección 2.3.2. Como se muestra en la Fig. 2.13, esta comparación visualiza la brecha entre el parque instalado y el volumen declarado en desarrollo, sin asumir la materialización automática de cada iniciativa.

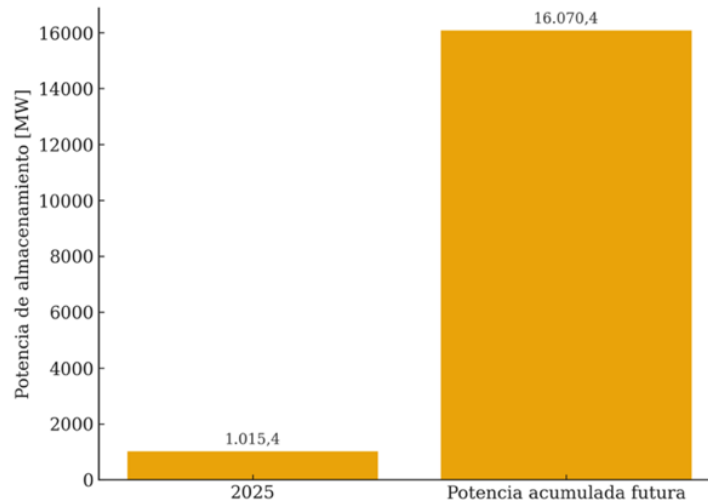


Fig. 2.13 Potencia BESS 2025 vs potencia acumulada futura en el SEN [13]

En síntesis, el catastro entrega una línea base verificable del despliegue de BESS en Chile, diferenciando entre instalaciones en operación y cartera proyectada bajo un umbral común de potencia, con trazabilidad hasta octubre de 2025 y a los listados A-1 y A-2. Estos resultados se emplean únicamente como caracterización del parque y su expansión declarada, y no como validación de desempeño técnico ni de contribución operacional a SSCC, lo que se aborda posteriormente a través del caso de estudio.

2.4. Discusión

El Capítulo 2 vincula el diagnóstico operativo del SEN con la planificación y con el despliegue de BESS. La Sección 2.2 mostró que los requerimientos de seguridad, los MT y la provisión de SSCC inducen operación fuera de orden económico y sobrecostos sistémicos, mientras que la Sección 2.3 evidenció que el parque BESS en operación y la cartera proyectada se concentran en el norte del SEN, en coherencia con zonas de alta inyección ERV y limitaciones para transferir la energía generada hacia otras zonas del sistema. En conjunto, estos equipos muestran una brecha entre la trayectoria planificada y las exigencias observadas en la operación real.

La operación en AE puede reducir vertimientos al trasladar energía desde horas solares de CM bajo hacia períodos de mayor CM, pero no resuelve por sí sola la dependencia de generación térmica asociada a SSCC y MT. Parte de la disponibilidad y del despacho se sostiene por restricciones operacionales aún cuando el CM sea bajo, por lo que desplazar generación térmica sin comprometer seguridad exige que el BESS asuma prestaciones equivalentes y que se haga explícito el intercambio entre remuneración, restricciones de operación y degradación.

En consecuencia, el caso de estudio compara estrategias con métricas consistentes de margen, operación y vida útil, y proyecta resultados hasta EoL bajo un criterio común, de modo de evaluar cómo el modo de operación afecta la degradación del BESS y su aprovechamiento a lo largo de la vida útil. En este marco, el problema no se reduce a mover energía entre horas de distinto CM ni a mitigar vertimientos, sino también a responder a exigencias operativas que siguen condicionando la seguridad del sistema. Por eso, evaluar estrategias con BESS no basta solo con el diagnóstico operativo, sino que también requiere revisar qué capacidades técnicas pueden responder a parte de estas exigencias, tema que se desarrolla en el capítulo siguiente.



3. Operación, control y degradación

3.1. Introducción

En el Capítulo 2 se muestra que, aun con alta penetración de ERV, la operación del SEN puede mantener generación térmica en servicio fuera de orden económico para cubrir requerimientos de seguridad, MT y provisión de SSCC. En este contexto, el interés por incorporar BESS no se limita a desplazar energía entre horas de distinto CM, sino también a evaluar cómo sus modos de operación pueden interactuar con estas exigencias sin comprometer disponibilidad ni vida útil.

La Fig. 3.1 resume esta relación en términos conceptuales. Por una parte, el BESS puede cargar en horas de CM bajo y descargar en horas de CM alto, lo que habilita operación orientada al AE. Por otra, la operación segura del sistema sigue exigiendo capacidad disponible para SSCC y cumplimiento de MT, de modo que el costo total no depende solo de la señal de precio. Bajo este marco, la contribución del BESS debe analizarse considerando en conjunto la transacción de energía, la disponibilidad operativa y el efecto del régimen de uso sobre el activo.



Fig. 3.1 Esquema conceptual de la operación actual de BESS en el SEN y su repercusión

Sobre esta base, el capítulo delimita su alcance a la caracterización operativa, técnica y económica de las estrategias consideradas. Para ello, primero formaliza los modelos de AE y de SSCC, e incorpora el CO para representar el compromiso entre transar energía y mantener capacidad disponible. Luego introduce el marco de control del convertidor y los criterios de estabilidad que condicionan la provisión de SSCC en escenarios con alta penetración de IBR. Finalmente, incorpora la degradación como restricción tecnológica que afecta desempeño y vida útil, y conecta ese efecto con métricas económicas para comparar estrategias en forma consistente.

3.2. Arbitraje energético

El AE corresponde a la operación del BESS orientada a capturar diferenciales de precio en el mercado spot a través de la carga en intervalos con CM bajo y descarga en intervalos con CM alto. En el SEN, esta lógica se implementa valorizando inyecciones y retiros al CM de la barra en cada período de cálculo, lo que permite traducir una trayectoria de carga y descarga en ingresos, costos y un saldo neto por intervalo [14].

Para que esta valorización sea aplicable en el Mercado de Corto Plazo, la condición relevante no es una autorización discrecional para comprar y vender, sino el cumplimiento de las condiciones de participación bajo coordinación del CEN, incluyendo medición comercial válida e integración a sus plataformas para registrar inyecciones y retiros físicos [15], [16]. Bajo este marco, los retiros e inyecciones asociados al proceso de almacenamiento se asignan al titular del BESS y se liquidan al CM real en sus barras de retiro e inyección, con trazabilidad basada en registros físicos y resolución temporal de 15 minutos [15], [16], [17]. En consecuencia, el AE puede quedar condicionado por requisitos de medición, comunicaciones y obligaciones de liquidación, además de restricciones operativas o contractuales ajenas al modelo económico [16].

3.2.1 Modelo operativo AE

El modelo operativo del AE se formula en tiempo discreto para determinar, en cada intervalo t , la operación de carga y descarga del BESS en función de la señal económica del CM. Las variables de decisión son la potencia de carga $P_{ch,t}$ y la potencia de descarga $P_{dis,t}$, definidas por intervalo en el horizonte de optimización, junto con los parámetros de valorización spot por barra. El problema se plantea como una optimización que maximiza el margen spot valorizando carga y descarga con el CM, y puede incorporar un término de costo equivalente asociado al uso del BESS, cuya modelación se introduce posteriormente. Con ello, la Ecuación (3.1) define el criterio económico de programación y da paso a las restricciones operativas que aseguran una operación físicamente realizable [18].

$$\max J = \sum_{t=1}^T [(P_{dis,t} \cdot CM_t) - (P_{ch,t} \cdot CM_t) - (C_{deg}(P_{dis,t}, P_{ch,t}))] \cdot \Delta t \quad (3.1)$$

donde,

$P_{dis,t}$: Potencia de descarga (inyección) en el intervalo t .

$P_{ch,t}$: Potencia de carga (retiro) en el intervalo t .

CM_t : Costo marginal del sistema en el intervalo t .

C_{deg} : Costo de degradación de la batería, función de la profundidad de descarga y ciclos.

Δt : Duración del intervalo (0.25 horas para resolución de 15 min).

Como se establece en las ecuaciones (3.2) y (3.3), la formulación incluye restricciones que acotan la operación del BESS por intervalo y evitan una programación no realizable. Estas expresiones limitan las potencias de carga y descarga a rangos compatibles con la capacidad del sistema e impiden que ambas acciones ocurran simultáneamente en el mismo intervalo a través de la variable binaria u_t , asegurando una trayectoria físicamente factible [18].

$$0 \leq P_{ch,t} \leq P_{max}^{ch} u_t \quad (3.2)$$

$$0 \leq P_{dis,t} \leq P_{max}^{dis} (1 - u_t) \quad (3.3)$$

donde,

u_t : Variable binaria $\{0,1\}$ que impide carga y descarga simultánea

Como se muestra en la Fig. 3.2, la liquidación del AE conecta el CM publicado por el CEN con las mediciones de inyecciones y retiros del BESS, valorizándolas por intervalo y por barra para construir cargos y pagos netos [18]. Los resultados se consolidan en el informe de valorización de transferencias económicas, incluyendo reliquidaciones cuando corresponde, y la valorización por intervalo se formaliza a través de las expresiones de costo de carga, ingreso por descarga y margen neto [16].

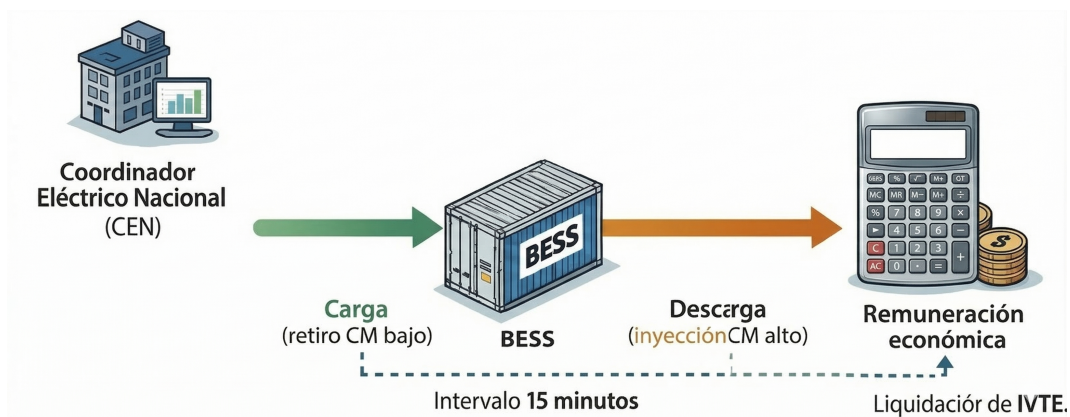


Fig. 3.2 Flujo de liquidación AE BESS

Las Ecuaciones (3.4), (3.5) y (3.6) formalizan la valorización del AE por intervalo a través del costo de carga, el ingreso por descarga y el margen neto, definidos a partir de la energía intercambiada por el BESS y del CM del mismo intervalo [18]. Estas expresiones permiten implementar el cálculo del saldo neto por intervalo t , definido como el ingreso por descarga menos el costo de carga, con trazabilidad por barra y período de cálculo [18].

$$C_t = E_t^{\text{ch}} CM_t \quad (3.4)$$

$$R_t = E_t^{\text{dis}} CM_t \quad (3.5)$$

$$G_t = R_t - C_t \quad (3.6)$$

donde,

C_t : costo de carga del BESS en el intervalo t .

R_t : ingreso por descarga del BESS en el intervalo t .

G_t : margen neto del AE en el intervalo t .

E_t^{ch} : energía asociada a la operación en modo carga en el intervalo t .

E_t^{dis} : energía asociada a la operación en modo descarga en el intervalo t .

Con estas definiciones, el margen del AE se obtiene por intervalo a través de G_t y se consolida en el horizonte de análisis por agregación temporal, manteniendo coherencia con la liquidación spot basada en CM y su consolidación en el informe de valorización de transferencias económicas [14] [16]. Con ello, queda establecido el marco operativo y económico mínimo del AE en el mercado spot, y a continuación se aborda la provisión de SSCC en la Sección 3.3 [18].

3.3. Servicios Complementarios

Los SSCC corresponden a prestaciones reguladas orientadas a sostener la operación segura del SEN, al aportar soporte a variables eléctricas que no se aseguran únicamente a través del despacho energético. El marco vigente asocia estos servicios al control de frecuencia, al control de tensión y al plan de recuperación de servicio, bajo coordinación y verificación del CEN [19]. Para el control de frecuencia, los SSCC se organizan en regulación primaria, secundaria y terciaria, diferenciadas por su horizonte temporal. Estas prestaciones pueden operar como reservas de subida o de bajada. La reserva

de subida corresponde a la capacidad de aumentar la inyección cuando existe déficit de generación, mientras que la reserva de bajada corresponde a la capacidad de reducir la inyección o pasar a absorción cuando existe sobreoferta. En este marco, lo relevante es mantener disponibilidad para responder, aun cuando no existan activaciones en un período dado [19].

En términos operativos, la prestación de SSCC abarca habilitación del prestador, oferta y adjudicación, programación con co-optimización de energía y reservas y activaciones en tiempo real, seguida por medición, verificación de desempeño y liquidación [19], [20]. Cuando el servicio es activado, la respuesta del BESS puede traducirse en inyección o absorción efectiva de energía, por lo que la liquidación incorpora no solo la disponibilidad comprometida, sino también el componente energético asociado a dicha respuesta [19], [21]. La Sección 4.3.1 formaliza este marco en un modelo operativo genérico orientado al control de frecuencia en un BESS, mientras que la identificación del producto y sus parámetros se define posteriormente en el caso de estudio.

3.3.1 Modelo operativo SSCC

Esta subsección describe un modelo operativo para representar la operación de un BESS como prestador de SSCC, enfocado en control de frecuencia y consistente con habilitación, programación y verificación [19]. La operación se describe a través de decisiones por intervalo que determinan la reserva comprometida, la potencia activada y el desempeño verificado, ya que estos equipos gobiernan la liquidación del servicio [19]. El modelo incorpora variables y restricciones para asegurar factibilidad física y coherencia con la asignación de reservas, y expresa la remuneración a través de términos de disponibilidad, activación y desempeño, dejando la parametrización de penalizaciones para su definición posterior [22].

La Ecuación (3.7) expresa el ingreso por disponibilidad como el producto entre la reserva y el precio adjudicados, ajustado por el factor de desempeño aplicado en la hora.

$$I_{s,h}^{\text{disp}} = R_{s,h} P_{s,h} F_{s,h} \quad (3.7)$$

donde,

$I_{s,h}^{\text{disp}}$: ingreso por disponibilidad del servicio s en la hora h [USD]

$R_{s,h}$: reserva adjudicada del servicio s en la hora h [MW]

$P_{s,h}$: precio adjudicado del servicio s en la hora h [USD/MW]

$F_{s,h}$: factor de desempeño aplicado en la hora h

Además del ingreso por disponibilidad, la liquidación de SSCC incorpora la activación efectiva del servicio, ya que una fracción de la reserva adjudicada puede transformarse en energía durante la operación. La Ecuación (3.8) cuantifica la energía activada $E_{s,h}$ a partir de la reserva comprometida y del grado de utilización del servicio en la hora. La Ecuación (3.9) valoriza esa energía al CMG_t para obtener el ingreso por energía activada $I_{s,h}^{\text{energ}}$ [22].

$$E_{s,h} = R_{s,h} \frac{t_s}{60} \text{fact}_h \quad (3.8)$$

$$I_{s,h}^{\text{energ}} = E_{s,h} CMG_t \quad (3.9)$$

donde,

$E_{s,h}$: energía activada del servicio s en la hora h [MWh]

t_s : duración de activación del servicio s [min]

fact_h : factor de activación horario

$I_{s,h}^{\text{energ}}$: ingreso por energía activada del servicio s en la hora h [USD]



Tras activaciones, la operación de un BESS como prestador de SSCC requiere restituir su estado energético a través de recarga desde la red. La Ecuación (3.10) cuantifica el costo horario de recarga como la energía absorbida ajustada por la eficiencia global η y valorizada al CM [22].

$$C_t^{\text{rec}} = \frac{E_h^{\text{abs}}}{\eta} CMG_t \quad (3.10)$$

donde,

C_h^{rec} : costo de recarga en la hora h [USD]

E_h^{abs} : energía absorbida desde la red para recargar [MWh]

η : eficiencia global del BESS

El ingreso neto horario consolida, para la hora h, los ingresos por disponibilidad y por energía activada de los SSCC adjudicados y descuenta el costo de recarga requerido para sostener la

operación. La Ecuación (3.11) define el mayor ingreso sobre el conjunto de servicios [22].

$$I_h^{\text{net}} = \sum_s (I_{s,h}^{\text{disp}} + I_{s,h}^{\text{energ}}) - C_h^{\text{rec}} \quad (3.11)$$

donde,

I_h^{net} : ingreso neto total en la hora h [USD]

s : índice del conjunto de SSCC considerados en la hora h

$I_{s,h}^{\text{disp}}$: ingreso por disponibilidad del servicio s en la hora h [USD]

$I_{s,h}^{\text{energ}}$: ingreso por energía activada del servicio s en la hora h [USD]

C_h^{rec} : costo de recarga en la hora h [USD]

Como se muestra en la Fig. 3.3, la provisión y liquidación de SSCC vincula habilitación y adjudicación del prestador con programación operativa con co-optimización energética, activaciones en tiempo real, verificación de desempeño y liquidación económica bajo responsabilidad del CEN [23]. La liquidación considera componentes por disponibilidad y activación, junto con la valorización de la energía activada y de la recarga al CM cuando aplica.



Fig. 3.3 Flujo de liquidación SSCC BESS

En síntesis, esta sección modela los SSCC como un esquema de cálculo horario consistente para un BESS en el SEN, separando ingresos por disponibilidad y por activación y considerando la valorización de la energía activada y de la recarga al CM. La subsección 4.3.2 incorpora el CO asociado a la provisión de SSCC para cuantificar la interacción económica entre la reserva comprometida y la alternativa de operación en AE.

3.3.2 Costo de oportunidad BESS

En la subsección anterior se formalizó el modelo operativo para SSCC sin incorporar pago por CO. Sin embargo, la transición de un BESS desde AE hacia SSCC introduce una disyuntiva directa, ya que la potencia y energía comprometidas como reserva reducen la posibilidad de capturar margen bajo CM, en la misma lógica de valorización por intervalo descrita en 4.2. En este marco, el pago por CO se plantea como un mecanismo de alineación de incentivos para sostener la provisión de SSCC en un SEN donde la operación fuera de orden económico y la persistencia de generación térmica se asocian a requerimientos de seguridad y flexibilidad discutidos en el Capítulo 2 [23].

El CO se define como el valor económico asociado a renunciar total o parcialmente a la alternativa AE cuando el BESS debe mantener capacidad disponible para SSCC. En términos prácticos, puede representarse como la diferencia entre el ingreso neto que el BESS obtendría bajo operación AE y el ingreso neto asociado a operar en SSCC, considerando que la reserva adjudicada y sus activaciones restringen la potencia y energía utilizables para transar en el mercado. Como se muestra en la Fig. 3.4, esta comparación se estructura como dos escenarios paralelos, uno de referencia con AE y otro con SSCC, cuya brecha de ingresos netos se interpreta como CO, sin reemplazar la liquidación base de SSCC definida en 4.3.1 [23].



Fig. 3.4 Flujo de liquidación CO BESS

El CO se define como una comparación de escenarios sobre un mismo horizonte, evaluando el ingreso neto del BESS bajo operación AE y, por contraste, el ingreso neto al operar como prestador de SSCC bajo restricciones de reserva y activación. La Ecuación (3.12) define esta brecha de ingresos netos, mientras que el detalle de la metodología de la Comisión Nacional de Energía, los supuestos y parámetros específicos se documenta en la formulación del modelo [23].

$$CO = I_{\text{net}}^{\text{AE}} - I_{\text{net}}^{\text{SSCC}} \quad (3.12)$$

donde,

CO : costo de oportunidad asociado a privilegiar SSCC frente a AE [USD]

$I_{\text{net}}^{\text{AE}}$: ingreso neto del escenario de referencia con operación en AE [USD]

$I_{\text{net}}^{\text{SSCC}}$: ingreso neto del escenario de referencia con operación en SSCC [USD]

Desde el punto de vista regulatorio, la metodología para compensar el CO en BESS que presten SSCC fue incorporada en el Informe de Definición de Servicios Complementarios aprobado por la Comisión Nacional de Energía a través de la Resolución Exenta N°545, de 04/09/2025, la cual reemplaza el informe aprobado por la Resolución Exenta N°189, de 23/04/2024. Su aplicación queda sujeta a la regla de entrada en vigor del Artículo Primero Transitorio, que establece vigencia el primer día del segundo mes siguiente a su publicación. Considerando la publicación el 04/09/2025, la entrada en vigor corresponde al 01/11/2025, y hasta esa fecha se mantienen aplicables las exigencias de la Resolución Exenta N°189/2024 [23].

En síntesis, el CO se cuantifica como la brecha de ingreso neto entre un escenario de referencia con operación en AE y un escenario con prestación de SSCC bajo restricciones de reserva y activación. La ecuación 3.12 formaliza esta brecha y la Fig. 3.4 resume el cálculo por comparación de escenarios sobre un mismo horizonte. Con ello, el CO permite expresar en términos económicos el costo de renunciar total o parcialmente a AE cuando el BESS debe mantener capacidad disponible para seguridad del SEN [23].

3.4. Control de convertidores para SSCC

Esta sección introduce el marco de control que rige la interacción de un BESS con la red en el PAC, con foco en el convertidor y la coordinación de intercambios de potencia. Este marco permite interpretar la provisión de SSCC y sirve de base para introducir criterios de estabilidad asociados a alta penetración de IBR, antes de abordar la degradación como restricción tecnológica de desempeño y vida útil.

El convertidor estático del BESS permite intercambiar potencia activa y potencia reactiva con la red, tanto en inyección como en absorción. En términos operativos, la potencia activa se relaciona con el control de frecuencia, mientras que la potencia reactiva se relaciona con el control de tensión.

Como muestra la Fig. 3.5, la operación en cuatro cuadrantes representa las distintas combinaciones que puede ejecutar el inversor en su interacción con la red: cargar o descargar el BESS y, al mismo tiempo, inyectar o absorber potencia reactiva según el requerimiento operativo. De este modo, cada cuadrante corresponde a un modo de operación distinto del inversor, mientras que los puntos ubicados sobre los ejes representan condiciones en que solo se intercambia potencia activa o solo potencia reactiva. La Tabla 3.1 resume la interpretación operacional de cada punto mostrado en la figura y vincula esta representación con los modos de operación relevantes para la provisión de servicios SSCC.

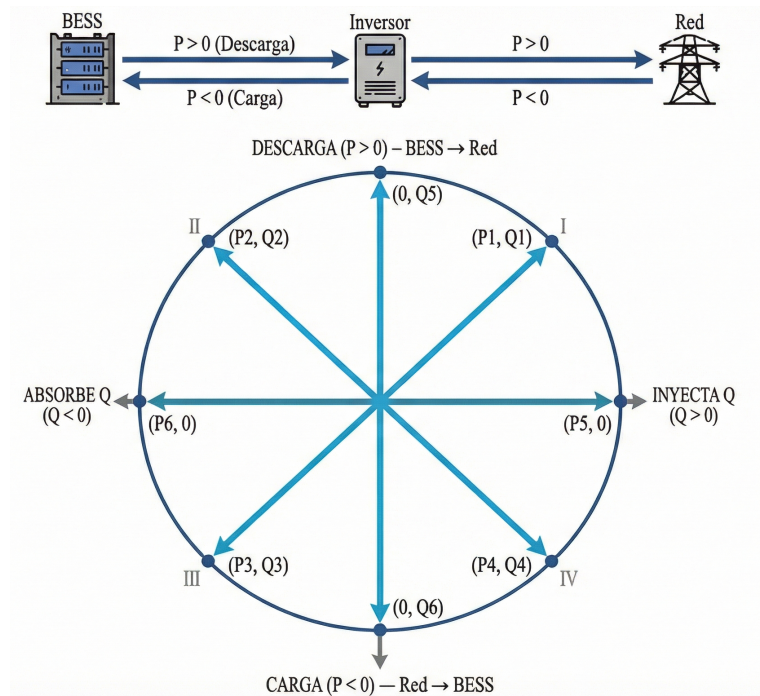


Fig. 3.5 Operación en cuatro cuadrantes BESS

Tabla 3.1: Modos operativos BESS

Punto	Operación	Signo (P, Q)
(P1, Q1)	Descarga del BESS e inyección de Q por el inversor (modo capacitivo).	$P > 0, Q > 0$
(P2, Q2)	Carga del BESS e inyección de Q por el inversor (carga con soporte de tensión).	$P < 0, Q > 0$
(P3, Q3)	Carga del BESS y absorción de Q por el inversor (modo inductivo).	$P < 0, Q < 0$
(P4, Q4)	Descarga del BESS y absorción de Q por el inversor (modo inductivo).	$P > 0, Q < 0$
(0, Q5)	Compensador estático: el inversor solo inyecta Q (BESS sin intercambio de P).	$P = 0, Q > 0$
(0, Q6)	Reactor estático: el inversor solo absorbe Q (BESS sin intercambio de P).	$P = 0, Q < 0$
(P5, 0)	Descarga a factor de potencia unitario (el inversor entrega solo P).	$P > 0, Q = 0$
(P6, 0)	Carga a factor de potencia unitario (el inversor toma solo P).	$P < 0, Q = 0$

Si bien la operación en cuatro cuadrantes describe los intercambios de potencia que puede realizar el BESS en el PAC, no explica cómo se coordinan estas acciones para sincronizarse con la red y mantener referencias coherentes durante variaciones operacionales y perturbaciones. El comportamiento dinámico del convertidor depende del modo de control adoptado para generar o seguir referencias de tensión y frecuencia, lo que permite distinguir dos enfoques utilizados en la literatura, GFL y GFM. En redes fuertes, el enfoque GFL se utiliza ampliamente, mientras que en redes débiles el enfoque GFM resulta más adecuado al poder establecer referencias de tensión y frecuencia. En términos de desempeño externo, GFL se comporta como fuente de corriente y GFM como fuente de tensión.

En el control GFL, el convertidor se sincroniza a partir de magnitudes medidas en el PAC, por lo que sus referencias internas quedan subordinadas a la tensión de la red. Esta sincronización se implementa a través de un lazo de enganche de fase (PLL), que estima el ángulo de la red para construir la referencia angular utilizada por el controlador [24]. Como se muestra en la Fig. 3.6, dicha referencia alimenta la cadena de control que, a partir de consignas de potencia activa y potencia reactiva, genera corrientes de referencia aplicadas al modulador PWM, definiendo el flujo de control característico del enfoque GFL [24].

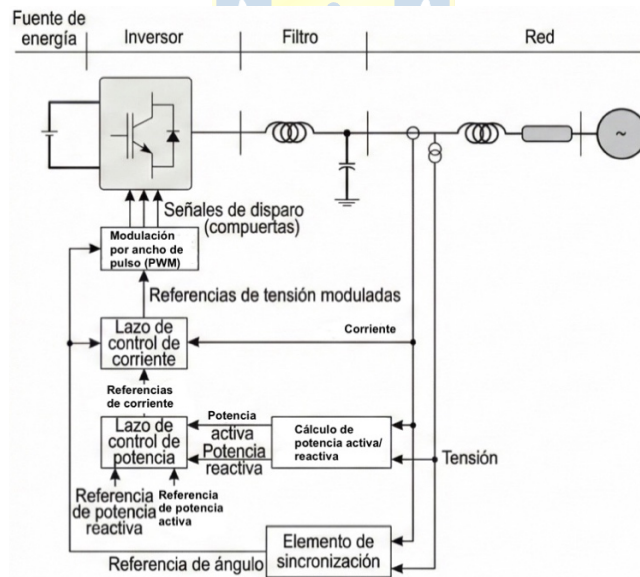


Fig. 3.6 Diagrama de control GFL [24]

En el control GFM, el convertidor establece referencias internas de tensión y frecuencia para gobernar su interacción con la red en el PAC, por lo que su operación puede representarse como una fuente de tensión controlada [24]. A diferencia del enfoque GFL, la estructura de control incorpora un lazo primario que genera referencias de tensión a partir de consignas de potencia activa y potencia

reactiva y coordina la respuesta del convertidor a través de lazos internos antes de la modulación PWM [24]. Como se muestra en la Fig. 3.7, esta arquitectura organiza la regulación de potencia activa y potencia reactiva sobre una referencia interna.

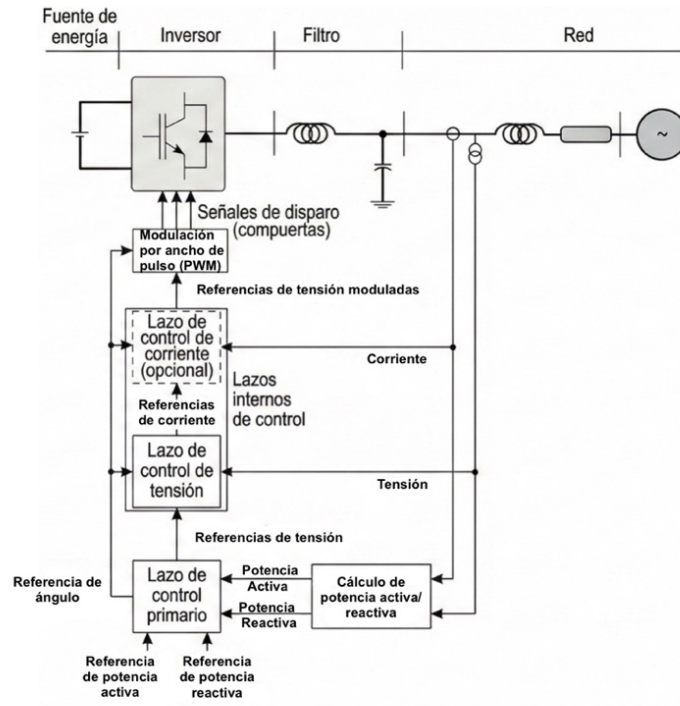


Fig. 3.7 Diagrama de control GFM [24]

La diferencia central entre los enfoques GFL y GFM es la forma en que el convertidor construye su referencia operativa. En GFL, la sincronización se obtiene desde la red a través del PLL, mientras que en GFM la regulación se organiza sobre una referencia interna de tensión y frecuencia generada por el controlador [24]. Esta distinción resulta relevante para interpretar el aporte operativo que un BESS puede asumir en un sistema con alta penetración de IBR. Sobre esta base, la subsección siguiente introduce el control droop como un mecanismo de coordinación primaria que puede integrarse a arquitecturas GFL o GFM y que resulta relevante para analizar el soporte dinámico requerido en estas condiciones [24].

3.4.1 Control droop

El control droop se introduce como una estrategia de coordinación primaria del convertidor, que vincula consignas de potencia activa y potencia reactiva con referencias eléctricas coherentes en el PAC. En este marco, el control droop se ubica en los lazos externos y se expresa a través de las características $P-f$ y $Q-v$, la primera ajusta la referencia de frecuencia en función de potencia activa, mientras que la segunda ajusta la referencia de tensión en función de potencia reactiva, definiendo un

mecanismo práctico para coordinar reparto y regulación en redes dominadas por IBR [4].

Para formular el control droop en variables aptas para regulación, se emplea un marco síncrono dq construido desde tensiones y corrientes medidas en el PAC. En este marco se calculan potencia activa y potencia reactiva, cuando se requiere adecuar su dinámica a los lazos externos, se emplean $\tilde{P}$ y $\tilde{Q}$ obtenidas a través de un filtro pasa bajos de primer orden para atenuar componentes rápidas de la estimación de potencia. Estas relaciones se resumen en las ecuaciones (3.13) a (3.14) [25]. Este bloque se aplica tanto en GFL como en GFM, ya que depende de la definición del ángulo del marco dq, el cual proviene típicamente de un PLL en GFL y de una referencia interna en GFM [4], [25].

$$P = v_d i_d + v_q i_q \quad (3.13)$$

$$Q = v_q i_d - v_d i_q \quad (3.14)$$

$$\frac{d\tilde{P}}{dt} = \omega_c (P - \tilde{P}) \quad (3.15)$$

$$\frac{d\tilde{Q}}{dt} = \omega_c (Q - \tilde{Q}) \quad (3.16)$$

donde,

P : potencia activa (W)

Q : potencia reactiva (var)

v_d : componente d de la tensión marco dq (V)

v_q : componente q de la tensión marco dq (V)

i_d : componente d de la corriente marco dq (A)

i_q : componente q de la corriente marco dq (A)

$\tilde{P}$: potencia activa filtrada por un filtro pasa bajos de primer orden (W)

$\tilde{Q}$: potencia reactiva filtrada por un filtro pasa bajos de primer orden (var)

ω_c : frecuencia de corte del filtro pasa bajos utilizado para obtener $\tilde{P}$ y $\tilde{Q}$ a partir de P y Q (rad/s)

Con las variables de potencia ya definidas, el control droop se utiliza por su simple

implementación. Como se muestra en la Fig. 3.8, se presenta la estructura convencional reportada para convertidores operando como GFM, la cual se utiliza como referencia para fijar el significado de las características P–f y Q–v antes de distinguir su integración en GFM y en GFL. En condiciones ideales permite repartir potencia en proporción a un coeficiente droop sin requerir comunicación. No obstante, desajustes en la impedancia de línea entre convertidores en paralelo pueden alterar el reparto de potencia activa y potencia reactiva. Además, al aumentar el droop mejora la precisión del reparto, pero se incrementa la desviación de regulación de tensión, por lo que su desempeño queda condicionado por la impedancia de línea y por el acoplamiento entre potencia activa y potencia reactiva [4].

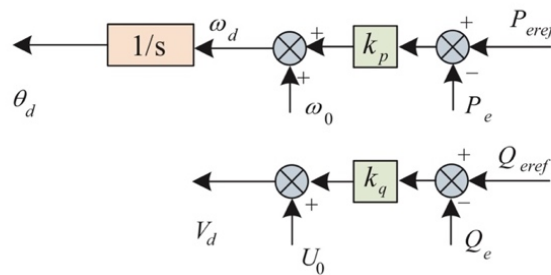


Fig. 3.8 Estructura de control droop [4]

La diferencia clave no está en la forma de las relaciones P–f y Q–v, sino en la referencia primaria que construye el convertidor. En GFM, el control droop genera referencias internas de frecuencia y tensión, mientras que en GFL ajusta consignas de potencia manteniendo la sincronización impuesta por la red a través del PLL, por lo que GFM resulta más adecuado en redes débiles o en operación en isla [4].

Esta distinción es relevante para el SEN, donde la expansión de ERV ha incrementado la presencia de IBR y ha motivado el desarrollo de exigencias técnicas específicas para IBR en modos GFL y GFM, junto con estudios orientados a reforzar la fortaleza de red y la capacidad de soporte dinámico del sistema [26], [27]. En este contexto, adquiere mayor importancia disponer de recursos capaces de sostener tensión, frecuencia y respuesta dinámica frente a perturbaciones. El BESS destaca porque, aunque no es el único recurso que puede implementar control GFM, el almacenamiento le permite inyectar o absorber potencia con rapidez y conservar margen operativo para prestar soporte con un grado de flexibilidad que depende en menor medida de la disponibilidad instantánea del recurso primario [4], [27]. A esto se suma que los GS siguen cumpliendo un rol relevante, ya que su inercia natural contribuye a amortiguar la respuesta inicial del sistema frente a perturbaciones. Por ello, más que atribuir a los convertidores GFL un deterioro intrínseco de la estabilidad, el punto es que un

sistema con menor aporte síncrono y mayor penetración de IBR exige mayores capacidades de soporte de tensión, frecuencia y fortaleza de red para mantener un desempeño dinámico robusto [26], [27].

3.5. Estabilidad con alta penetración IBR

La persistencia de generación térmica en la operación del SEN se asocia a requerimientos de seguridad y flexibilidad que mantienen equipos de mayor costo disponibles o en servicio aun cuando el CM sea bajo. En este contexto, desplazar generación térmica a través de IBR exige verificar que la red pueda recuperar un régimen estable después de perturbaciones, sin depender exclusivamente de convertidores que siguen una referencia externa de tensión y frecuencia [8].

Por ello, esta sección utiliza el sistema tipo Kundur como parámetro de comparación para revisar dos resultados verificables. Primero, cómo cambia la estabilidad al aumentar la participación de convertidores GFM en un escenario de alta penetración IBR. Segundo, cómo ese resultado puede variar al modificar la barra donde se conecta el convertidor GFM, aun manteniendo constante la mezcla global [8].

3.5.1 Requerimientos de estabilidad

Bajo alta penetración de IBR, la estabilidad puede quedar limitada si la operación depende principalmente de convertidores GFL, dado que su sincronización se apoya en un PLL y en una referencia de tensión existente. En el esquema evaluado, la potencia total se reparte entre GS e inversores GFM, y el remanente se asigna a convertidores GFL o a su variante con control droop (GFLD). En este marco, GFLD se representa como un convertidor que mantiene sincronización por PLL y ajusta sus referencias de potencia activa y potencia reactiva a través de una ley de droop frente a desviaciones de frecuencia y tensión, aportando soporte sin asumir el rol de referencia propio de un convertidor GFM.

En este contexto, los GS siguen siendo relevantes porque aportan inercia natural a través de la energía cinética almacenada en sus masas rotantes. Cuando ocurre una perturbación que produce un desbalance entre generación y demanda, esa energía ayuda a amortiguar la variación inicial de frecuencia y a reducir su tasa de cambio (RoCoF). Por ello, el problema no consiste en atribuir a los convertidores GFL un deterioro intrínseco de la estabilidad, sino en reconocer que un sistema con menor aporte síncrono queda más expuesto a variaciones rápidas de frecuencia y exige recursos capaces de sostener referencia y soporte dinámico en forma robusta.

Como se muestra en la Fig. 3.9, el eje de abscisas representa la fracción de potencia aportada por los GS y el eje de ordenadas la fracción de potencia aportada por los inversores GFM, mientras que el remanente corresponde a inversores GFL o GFLD. Por tanto, ambos ejes deben interpretarse como variables adimensionales de participación de potencia entre 0 y 1, y no como magnitudes eléctricas en por unidad de tensión, corriente o potencia sobre una base. En la figura, el color verde indica estabilidad tanto con GFL como con GFLD, el color azul indica estabilidad solo cuando el remanente opera como GFLD y el color rojo indica inestabilidad en ambos casos. El resultado muestra que, cuando existe una fuente de tensión en cada barra de generación, el sistema puede mantenerse estable incluso con una fracción mayor al 90 % provista por inversores GFL o GFLD, acercándose a 95 % en combinaciones con GFLD y GFM.

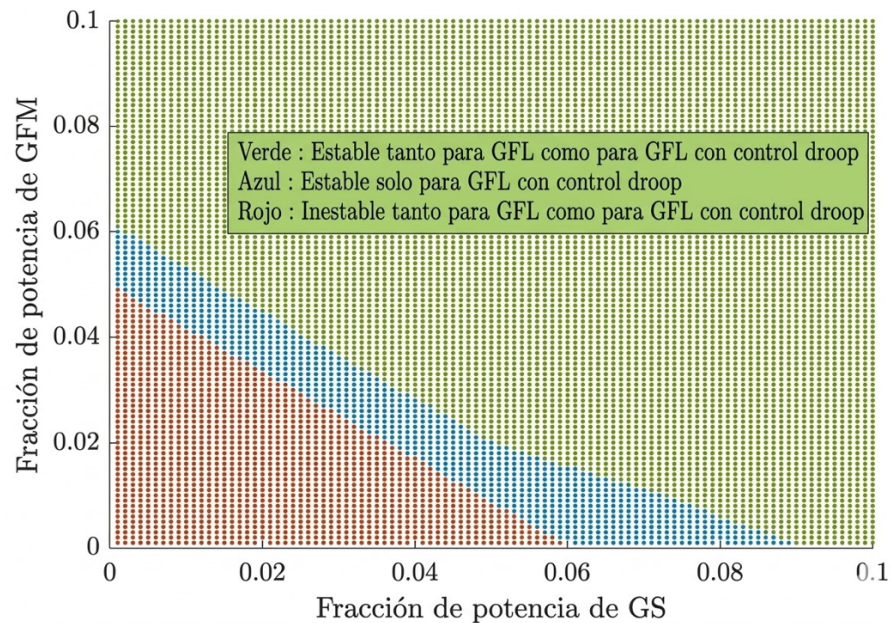


Fig. 3.9 Mapa de estabilidad en función de la fracción de GS y de recursos GFM, con remanente GFLD [7]

En síntesis, la Fig. 3.9 muestra que reemplazar el remanente GFL por GFLD puede ampliar la zona de operación estable para una misma composición fraccional de potencia entre GS y GFM, aunque el resultado sigue dependiendo de la presencia y distribución de equipos que sostengan referencias en la red [7].

3.5.2 Sensibilidad a la ubicación GFM

Además de la fracción de convertidores GFM, la estabilidad puede depender de la barra donde se conectan [8]. La sensibilidad a la ubicación del convertidor GFM se evalúa utilizando el sistema tipo Kundur de dos áreas como parámetro de comparación, ya que permite estudiar estabilidad a partir

de un intercambio de potencia entre áreas y una perturbación aplicada en un punto específico de la red. Este sistema no busca representar el SEN en detalle, sino aislar el efecto de ubicación y de fortaleza eléctrica local manteniendo constante la mezcla global de IBR y variando únicamente la barra donde se conecta el convertidor GFM [8].

Como se resume en la Tabla 3.2, en el caso 100% IBR el sistema transita desde colapso a estabilidad al incrementar la fracción de convertidores GFM, lo que permite aproximar un umbral mínimo para la perturbación evaluada [8]. En particular, se observa que la estabilidad se recupera a partir de una participación de 7% de GFM bajo las condiciones del ensayo [7], [8].

Tabla 3.2: Estabilidad con 100 % IBR y participación GFM [8]

GFL (%)	GFM (%)	GFM (MW)	GFL (MW)	Condición
100	0	—	2808	Colapso
98	2	50	2758	Colapso
93	7	200	2608	Estable
75	25	702	2106	Estable
50	50	1404	1404	Estable

Como se muestra en la Fig. 3.10, el cortocircuito trifásico a tierra del ensayo se aplica en la barra 9 y la conexión del convertidor GFM se evalúa alternativamente en las barras 5, 6 y 11. Con esta configuración se fija la perturbación y se comparan los casos variando únicamente la barra de conexión del GFM, para observar la recuperación posterior a la falla [8].

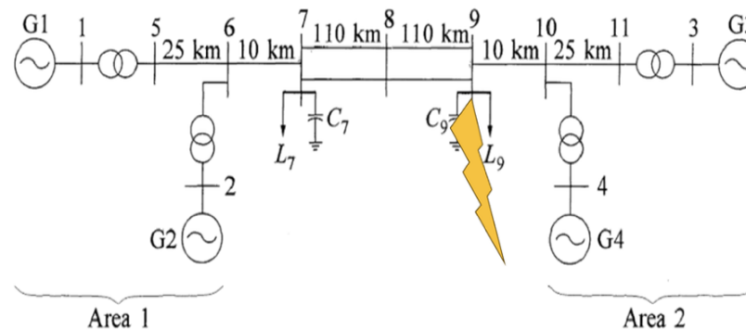


Fig. 3.10 Sistema Kundur de dos áreas [8]

Como se resume en la Tabla 3.3, con la misma mezcla global el resultado puede cambiar según la barra donde se conecta el GFM. En [8] se reporta que, al conectar el GFM en la barra 11, el sistema colapsa en todos los casos evaluados, mientras que al conectarlo en barras del área emisora como 5 y 6 se obtienen condiciones estables para fracciones comparables. Esto confirma que no basta con exigir una participación agregada de GFM sin considerar su emplazamiento. En términos simples, la

ubicación determina si la referencia que aporta el GFM queda disponible en el área que impulsa el intercambio de potencia durante la recuperación posterior a la falla, por lo que la estabilidad depende de fracción y ubicación en conjunto [8].

Tabla 3.3: Sensibilidad de estabilidad a la ubicación del GFM [8]

IBR (%)	GFL (%)	GFM (%)	B05	B06	B11
75	7	68	Colapso	Colapso	Colapso
75	11	64	Inestable	Estable	Colapso
75	14	61	Estable	Estable	Colapso
75	18	57	Estable	Estable	Colapso
78	6	72	Colapso	Colapso	Colapso
78	9	69	Inestable	Estable	Colapso
78	12	66	Estable	Estable	Colapso
78	16	63	Estable	Estable	Colapso

En síntesis, la estabilidad posterior a una perturbación no depende solo del porcentaje de convertidores GFM, sino también de dónde se conectan. Esto ocurre porque el convertidor GFM aporta la referencia de tensión y frecuencia que guía la recuperación, y su efecto depende de cuán disponible queda esa referencia para el resto de la red.

Si el GFM se ubica en una zona eléctricamente poco influyente para el intercambio de potencia durante la recuperación, el sistema puede colapsar aun con una fracción de GFM que en otra barra resulta estable. En el sistema tipo Kundur, la barra B11 es más desfavorable porque ubica el GFM en el área receptora y deja el área emisora dominada por GFL, lo que reduce la disponibilidad de referencia en el sector que debe sostener el intercambio durante la recuperación posterior a la falla. Por ello, el desplazamiento de generación térmica exige considerar porcentaje y ubicación en conjunto, sin interpretar estos resultados como umbral universal para el SEN [8].

3.6. Degradación

La degradación en baterías de ión-litio utilizadas en BESS se interpreta como una pérdida progresiva de desempeño que depende del historial de operación y de las condiciones de servicio. En esta sección se distinguen dos contribuciones principales, envejecimiento por calendario y envejecimiento por ciclado, moduladas por variables operacionales como temperatura, profundidad de descarga (DoD) y razón de carga y descarga (C-rate). A nivel físico, el envejecimiento se asocia a mecanismos como pérdida de inventario de litio vinculada al crecimiento de la interfaz de electrolito

sólido, pérdida de material activo e incremento de resistencia interna, efectos que reducen la capacidad disponible y aumentan las pérdidas, condicionando el desempeño del BESS en el tiempo [5], [28], [29].

Para cuantificar la pérdida de desempeño se emplea el SoH como indicador global de envejecimiento, definido a partir de la capacidad disponible respecto de la capacidad inicial. El EoL se establece a través de un umbral de SoH, a partir del cual el sistema deja de cumplir los requerimientos de energía o potencia para la aplicación objetivo. En aplicaciones estacionarias se utilizan criterios técnicos en torno a 75 % de SoH, y en el presente trabajo se adopta $\text{SoH} = 70 \%$ como referencia para delimitar la vida útil operacional [30].

Las curvas de degradación provistas por fabricantes se presentan como relaciones entre capacidad disponible y número de ciclos bajo condiciones de ensayo controladas, lo que permite estimar la evolución del SoH en función del uso acumulado. Estos ensayos suelen ejecutarse a través de secuencias repetitivas de carga y descarga con variaciones elevadas del SoC y por ello son metodológicamente cercanos a un esquema de operación de AE al representar ciclos profundos de carga y descarga. Este marco permite introducir la fase inicial de degradación y el rol de perfiles mixtos como HIB, y luego traducir las diferencias físicas de envejecimiento a un criterio económico para evaluar vida útil y desempeño operacional [6].

3.6.1 Fase inicial y estrategia HIB

En el envejecimiento por ciclado de baterías de ión-litio se observa un comportamiento no lineal, donde la pérdida de capacidad es más pronunciada en el tramo inicial y, en torno a los primeros 1000 ciclos equivalentes (CE), transita hacia una etapa con degradación de pendiente más uniforme. Este cambio de régimen implica que el patrón de servicio aplicado durante la fase inicial puede condicionar de forma relevante la vida útil acumulada, por lo que este tramo constituye la base para comparar estrategias de operación y justificar un enfoque por etapas, priorizando perfiles que moderen el envejecimiento inicial antes de regímenes de mayor exigencia [6].

Para comparar de forma consistente el efecto de distintos perfiles de servicio sobre la degradación en la fase inicial, se introduce el factor de degradación (DF) como una métrica normalizada respecto de una condición de referencia. La Ecuación (3.17) define DF como la razón entre la tasa de pérdida de capacidad del perfil evaluado y la tasa asociada a un esquema de AE para un mismo número de EC, de modo que valores $\text{DF} < 1$ indican una degradación relativa menor que

AE y permiten comparar estrategias como HIB, SSCC y AE en forma adimensional [6].

$$DF = \frac{\left. \frac{dC}{dEC} \right|_{\text{servicio}}}{\left. \frac{dC}{dEC} \right|_{\text{AE}}} \quad (3.17)$$

donde,

DF : factor de degradación

$\left. \frac{dC}{dEC} \right|_{\text{servicio}}$: tasa de pérdida de capacidad por ciclo equivalente bajo perfil de servicio evaluado.

$\left. \frac{dC}{dEC} \right|_{\text{AE}}$: tasa de pérdida de capacidad por ciclo equivalente bajo AE

Para calcular DF y evaluar la fase inicial en química LFP se comparan perfiles puros de AE y SSCC con configuraciones mixtas que particionan la capacidad de potencia entre ambos servicios. En particular, la HIB se formula como una asignación de 33 % de AE y 67 % de SSCC, utilizando la componente de AE para corregir desviaciones sostenidas del SoC y reducir la permanencia en extremos de SoC, condición asociada a mecanismos de envejecimiento como pérdida de inventario de litio. Esta comparación permite interpretar, a partir de DF , cómo la fracción relativa de AE modifica la degradación inicial y sustenta la lectura cuantitativa de los factores reportados para LFP [6].

La Tabla 3.4 resume los valores de DF reportados para LFP en perfiles puros y mixtos, permitiendo comparar el efecto relativo de cada estrategia durante la fase inicial [6].

Tabla 3.4: DF de LFP bajo distintos métodos operativos BESS [6]

Servicio	Degradation factor
AE	1.00
AE 67 % + SSCC 33 %	0.83
AE 33 % + SSCC 67 %	0.40
SSCC	0.45

Como se muestra en la Fig. 3.11, la capacidad coulombica normalizada en química LFP se entiende como la capacidad medida en ciclos de referencia y expresada en proporción a la capacidad inicial. En la figura se observa una caída inicial más pronunciada y luego una evolución con pendiente más uniforme, consistente con el cambio de régimen descrito durante los primeros 1000 CE [6]. Además, la comparación entre métodos operativos muestra que combinaciones con SSCC tienden a moderar la pérdida de capacidad respecto del caso puramente asociado a AE, y la Fig. 3.11

complementa la Tabla 3.4 como respaldo del uso de DF para comparar la degradación inicial [6].

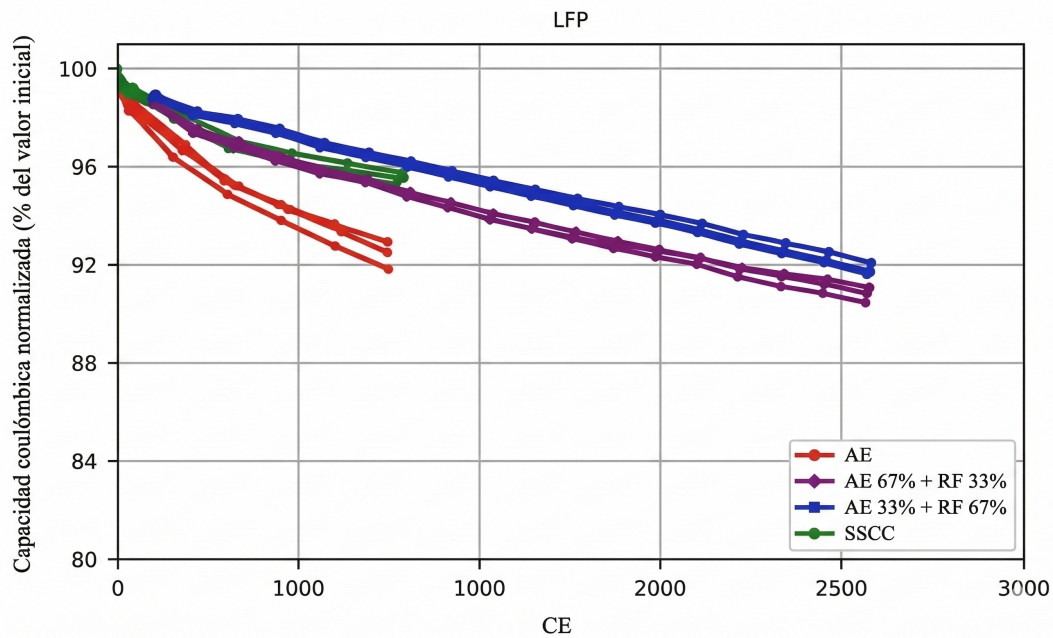


Fig. 3.11 Degradación de LFP bajo distintos métodos operativos BESS [6]

En síntesis, la fase inicial de envejecimiento en LFP presenta una pérdida de capacidad más pronunciada y una transición posterior hacia una pendiente más uniforme, por lo que el perfil de servicio aplicado durante los primeros 1000 CE resulta determinante para la degradación acumulada. DF permite cuantificar el efecto relativo de esquemas puros y mixtos, mientras que la Tabla 3.4 y la Fig. 3.11 entregan el respaldo comparativo para interpretar el rol de HIB durante este tramo, y el apartado siguiente introduce la economía del envejecimiento para vincular degradación, vida útil y desempeño operacional [6].

3.7. Discusión

Este capítulo muestra que la decisión operativa de un BESS en el SEN no se reduce a capturar diferenciales de CM, porque el Capítulo 2 estableció que una fracción relevante del costo sistémico proviene de operación fuera de orden económico asociada a MT y a la provisión de SSCC. En ese contexto, AE puede maximizar el margen de corto plazo cuando existe dispersión de CM, pero no resuelve por sí solo la necesidad sistémica de sostener reservas y soporte, lo que mantiene a la generación térmica comprometida aún en horas de CM bajo. Por ello, este capítulo formaliza AE y SSCC con modelos de liquidación consistentes e incorpora el CO para separar la remuneración base del servicio del incentivo por disponibilidad, de modo que el compromiso entre transar energía y

mantener capacidad disponible para SSCC quede expresado como brecha de ingresos netos entre alternativas evaluadas sobre un mismo horizonte.

Además de ordenar la comparación económica, el capítulo muestra que la provisión de SSCC en escenarios con alta penetración de IBR no depende solo de consignas de potencia, sino también del modo en que el convertidor construye su referencia e interactúa con la red. En ese marco, la distinción entre enfoques GFL y GFM resulta relevante porque la expansión de ERV en el SEN ha incrementado la presencia de IBR, mientras que la estabilidad del sistema sigue dependiendo de la disponibilidad de recursos capaces de sostener tensión, frecuencia y soporte dinámico. A ello se suma que los GS continúan aportando inercia natural, lo que ayuda a amortiguar la respuesta inicial del sistema frente a perturbaciones y a moderar el RoCoF. Por ello, el desplazamiento de generación térmica no puede interpretarse solo como un problema de precios y energía, sino también como una condición sujeta a la capacidad del BESS para aportar referencia, soporte dinámico y recuperación estable a través de estrategias de control adecuadas.

La contribución técnica del capítulo es vincular ese compromiso operativo con el desgaste del activo, evitando una evaluación limitada a resultados anuales. En química LFP, la fase inicial presenta un cambio de régimen en torno a los primeros 1000 ciclos equivalentes, por lo que el perfil de servicio aplicado en ese tramo condiciona la trayectoria posterior de degradación y la vida útil definida por SoH bajo el umbral de EoL adoptado. En ese sentido, DF permite comparar estrategias en forma relativa respecto de AE y sustenta el análisis de perfiles puros y mixtos. Así, una estrategia con mayor margen de corto plazo no necesariamente conserva mejor la capacidad del sistema en el tiempo, por lo que la comparación entre alternativas debe considerar también su efecto sobre la trayectoria de degradación y sobre la duración operativa esperada del BESS.

4. Casos de Estudio y Resultados

4.1. Introducción

En este capítulo se evalúan casos de estudio para comparar estrategias operativas aplicadas a un BESS, utilizando como caso de referencia el BESS del Desierto y cuantificando su desempeño económico junto con variables que condicionan la vida útil. La evaluación se basa en una simulación anual y su extensión hasta el criterio EoL, e incorpora un escenario con CO para contrastar el efecto del incentivo regulatorio sobre el ordenamiento de alternativas. En coherencia con este enfoque, se consideran cinco casos. Operación en AE, operación en SSCC, estrategia HIB, proyección hasta EoL y escenario con CO con estrategias adaptativas.

La comparación entre casos se realiza con métricas consistentes, utilizando el margen económico como indicador financiero y el comportamiento operativo a través de SoC, uso de potencia y métricas de ciclados equivalentes, vinculadas con la evolución de SoH y el criterio EoL definido para la proyección. Sobre esta base, la Sección 4.3 describe la implementación de cada caso, la sección 4.4 presenta el análisis económico y la Sección 4.5 desarrolla los resultados, primero para el año base y luego para los escenarios extendidos, con el fin de sintetizar las compensaciones entre rentabilidad, degradación y el efecto del CO sobre la jerarquía de alternativas.

4.2. Características técnicas BESS del Desierto

En esta sección se establecen las bases técnicas para ejecutar las simulaciones del caso de estudio con criterios únicos y comparables. Para ello, se fijan parámetros trazables del bloque de almacenamiento y de la configuración eléctrica del sistema, junto con límites operativos comunes entre escenarios. En particular, se adopta un criterio de EoL coherente con la celda LFP considerada y se definen los límites de intercambio en el PAC, en barras de 33 kV [3]. La Fig. 4.1 presenta una referencia general del emplazamiento del BESS del Desierto, con el fin de contextualizar espacialmente el sistema analizado.



Fig. 4.1 Representación general BESS del Desierto

4.2.1 Proyección a EoL

En las simulaciones, el EoL se fija con base en la curva de retención de capacidad en función del número de ciclos declarada por el fabricante para la celda LFP. Esta curva se utiliza para parametrizar la evolución del SoH y definir el umbral de EoL adoptado en el estudio [3].

El BESS del Desierto considera una potencia de 200 MW y una capacidad instalada de 880,64 MWh, y para el análisis operacional se emplea una energía efectiva de 800 MWh, asociada a un sobredimensionamiento aproximado de 10 % respecto de la capacidad útil [3]. El bloque de almacenamiento utiliza baterías LFP integradas en contenedores Sungrow ST2752UX con refrigeración líquida, diseñados para instalación exterior y con rango de tensión del banco entre 1160 V y 1500 V [3]. La Tabla 4.1 resume la configuración y capacidad del bloque de almacenamiento utilizada como base del caso de estudio [3].

Tabla 4.1: Resumen de configuración y capacidad del bloque de almacenamiento [3]

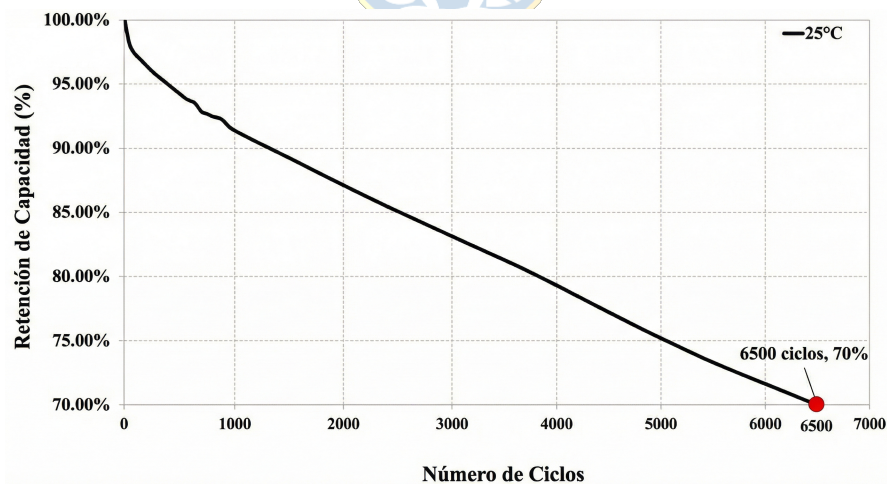
Parámetro	Valor
Modelo de contenedor	ST2752UX
Refrigeración	Líquida
Energía nominal por contenedor	2,752 MWh
Configuración interna	8 racks; 6 módulos por rack; 64 celdas por módulo
Número de contenedores en el proyecto	320
Celdas totales	983.040
Capacidad bruta	880,64 MWh

La Tabla 4.2 resume las condiciones de ensayo y los parámetros clave de la celda LFP utilizados para relacionar retención de capacidad, número de ciclos y evolución del SoH en las simulaciones [3].

Tabla 4.2: condiciones de ensayo y parámetros clave de la celda LFP del sistema [3]

Parámetro	Valor	Notas / condición
Química / tipo de celda	LFP	Tipo de batería indicado por fabricante
Capacidad nominal	280 Ah	Condición de referencia indicada por fabricante
Tensión nominal	3.2 V	—
Rango de tensión	2.5–3.65 V	—
C-rate (límite indicado)	$\leq 0.5C$	—
Condición de ciclado (carga/descarga)	0.5C / 0.5C	Carga a 0.5C y descarga a 0.5C
Profundidad de descarga	100 % DoD	Ensayo de ciclado a descarga completa
Temperatura de ensayo	25 °C	Condición de referencia del fabricante
Criterio EoL	70 %	Umbral de EoL usado en simulaciones
Vida en ciclos al EoL	6500 ciclos	Bajo 25 °C, 100 % DoD, 0.5C/0.5C
Eficiencia energética (ensayo)	92.5 %	Reportada bajo 25 °C y 0.5C/0.5C
Temperatura de operación (carga)	0–55 °C	Rango de operación indicado por fabricante
Temperatura de operación (descarga)	-30–55 °C	Rango de operación indicado por fabricante
Humedad de operación	2 %–95 %	Sin condensación

Como se muestra en la Fig. 4.2, el EoL se fija a partir de la curva de retención de capacidad entregada por el fabricante para la celda LFP, bajo las condiciones de ensayo resumidas en la Tabla 4.2. La hoja de datos reporta el desempeño en función del número de ciclos para un régimen de carga y descarga 0.5C/0.5C, a 25 °C y con 100 % de DoD, utilizando como umbral de EoL una retención de capacidad de 70 % [3]. Dado que el gráfico publicado se presenta hasta 80 % de retención, el tramo 80 % a 70 % se aproxima por extensión de pendiente como supuesto del estudio, dejando trazabilidad explícita de este ajuste en la metodología [3].

**Fig. 4.2 Retención de capacidad vs número de ciclos para celda LFP (0.5C/0.5C) [31]**

Para implementar el modelo de degradación en la simulación, la operación anual de cada estrategia se transformó primero en ciclos equivalentes a partir de la energía total procesada por el BESS. Sobre esta base, la degradación se representó como la suma de una componente cíclica, asociada al uso, y una componente calendárica, asociada al paso del tiempo. La componente cíclica

se modeló mediante un esquema por tramos. En los primeros 1000 ciclos equivalentes se consideró una pendiente inicial de degradación, con el fin de representar la etapa temprana de pérdida de capacidad. Superado ese umbral, la degradación continuó con una segunda pendiente más suave, consistente con la proyección hacia el criterio de fin de vida útil adoptado en el estudio.

En cada etapa de la proyección se actualizó el estado de salud del sistema y, a partir de éste, la capacidad útil disponible del BESS. Esto permitió que la degradación no quedara representada solo como una caída teórica del SoH, sino también como una reducción progresiva de la energía disponible para la operación. En consecuencia, la menor capacidad útil modificó los ciclos equivalentes futuros y, con ello, la proyección de vida útil y el desempeño técnico y económico de cada estrategia. La implementación se realizó en Python para el procesamiento y proyección iterativa de resultados, mientras que Microsoft Excel se utilizó para la organización, trazabilidad y validación de la información.

Definidos el umbral de EoL y la trayectoria de retención de capacidad utilizados en las simulaciones, a continuación, se establece la cadena de conversión, transformación e interconexión y los límites operativos en el PAC, comunes a todos los escenarios.

4.2.2 Conversión, transformación e interconexión

En esta subsección se describe la configuración eléctrica utilizada en el caso de estudio, desde el bloque de conversión en corriente continua (CC) hasta su acoplamiento en corriente alterna (CA) a 33 kV y la entrega en el PAC, en barras de 33 kV. Además, se resume la transformación e interconexión a nivel de planta, incluyendo la red recolectora y el transformador principal. Esta definición fija la frontera de intercambio en el PAC para separar, de forma consistente, la potencia neta intercambiada con la red de los consumos auxiliares y pérdidas internas de la instalación, y permite aplicar límites y supuestos operativos comunes entre escenarios [3].

Como se muestra en la Fig. 4.3, el bloque de conversión SC5000UD-MV se estructura con dos ramas de entrada en CC, CC1 y CC2, que siguen una secuencia equivalente hasta acoplarse antes del transformador. En cada rama se incluye un fusible de CC para limitar y despejar sobrecorrientes, un dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) para derivar transitorios y un interruptor de CC para conexión y aislamiento controlado. A continuación, un filtro de interferencia electromagnética (EMI) atenúa perturbaciones conducidas asociadas a la conmutación y la barra de CC actúa como enlace interno para estabilizar y distribuir energía hacia el circuito de conversión, donde se realiza la

conversión bidireccional CC–CA y se habilita el control de potencia activa y potencia reactiva. En el lado de CA, la salida incorpora filtrado para reducir el contenido armónico y limitar emisiones hacia la red, además de seccionamiento y protección a través de un interruptor de CA. Finalmente, ambas salidas se reúnen en un punto común donde se integra un DPS de CA antes de ingresar al transformador de media tensión, encargado de elevar la tensión al nivel requerido por la red recolectora [32].

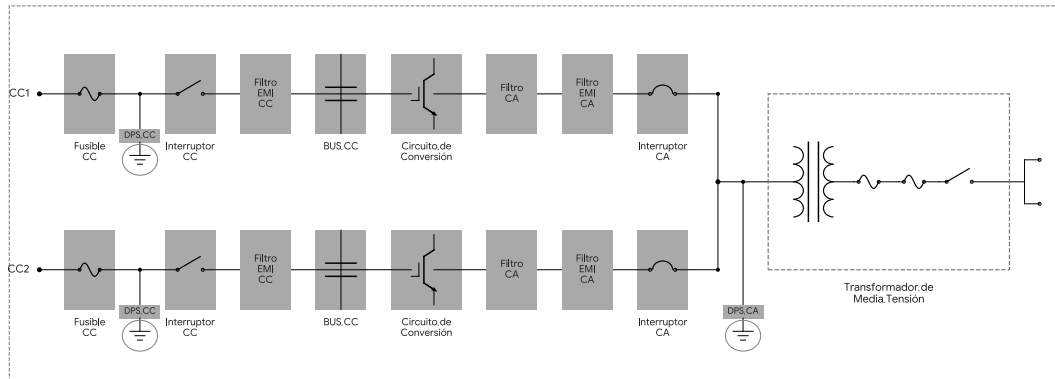


Fig. 4.3 Diagrama de circuito del convertidor de potencia en media tensión y del transformador integrado [32]

Como se resume en la Tabla 4.3, la configuración del sistema incluye el conjunto de convertidores, su agrupación en centros de conversión y transformación, la red recolectora en 33 kV y la transformación principal hacia la subestación de conexión. Con ello, queda trazable la infraestructura que vincula el bloque en CC con la entrega en el PAC y su interconexión aguas arriba [3], [32].

Tabla 4.3: Resumen de configuración y capacidad del bloque de conversión, transformación e interconexión [32]

Elemento	Resumen
Sistema de conversión de potencia	Modelo SC5000UD-MV; 2,5 MVA por unidad; 99 % de eficiencia; 80 unidades en el proyecto
Centro de conversión y transformación	Consumo propio por centro de transformación: 0,0388 MW
Centro de conversión y transformación	Consumo auxiliar de planta: 0,0110 MW
Centro de conversión y transformación	Agrupación en pares de inversores para formar centros de 5 MVA; 40 centros en total
Transformador asociado al centro	Relación 0,9 kV / 33 kV; 5 MVA por centro
Red recolectora en media tensión	Red subterránea de 33 kV que converge en barras BP5 y BP6
Transformador principal de la subestación	Triple devanado 125/125/250 MVA; relación 33/33/220 kV
Subestación de conexión	Subestación Sol del Desierto 220 kV

Con esta base, la Tabla 4.4 reúne los parámetros técnicos y supuestos operativos aplicados de forma consistente en todas las simulaciones del caso de estudio. La tabla concentra la energía operativa utilizada, la ventana de SoC, los límites de potencia en el PAC en carga y descarga, la

convención de signo, el criterio EoL adoptado y la referencia de CM, de modo que los escenarios se comparen bajo los mismos límites y supuestos de operación [3].

Tabla 4.4: Parámetros base utilizados en las simulaciones del BESS del Desierto [3]

Parámetro	Símbolo / Unidad	Valor adoptado
Ventana de SoC operativa	SoC [%]	10–90
Energía operativa utilizada	E [MWh]	800
Límite de potencia a 33 kV en descarga	$P_{33kV,desc}$ [MW]	199.4543
Límite de potencia a 33 kV en carga	$P_{33kV,carga}$ [MW]	-199.3089
Convención de signo	-	+ inyección / – absorción
Criterio EoL	SoH	70 %
Modelo de degradación del fabricante	DoD	100 %
Año base de simulación	-	2025
Referencia de CM	-	Crucero

En síntesis, esta subsección consolida la conversión, transformación e interconexión del BESS del Desierto y fija parámetros operativos comunes para todas las simulaciones. Con ello, los escenarios del caso de estudio quedan comparables bajo una misma frontera de intercambio en el PAC y bajo límites de potencia y energía consistentes con la configuración eléctrica adoptada [3], [32].

4.3. Base de Datos Empleada

Esta sección describe la base de datos utilizada para implementar las simulaciones del caso de estudio bajo criterios trazables y consistentes. La información se organiza según el rol que cumple en la modelación, serie de CM y registros diarios del CEN para representar AE, y balances definitivos de Plabcom para representar SSCC. Con ello, se establece el conjunto de insumos que sustenta la comparación entre estrategias en el año base 2025.

4.3.1 Costo Marginal 2025

Para la serie de CM se utiliza la base pública del CEN, obtenida desde su plataforma de mercados en la sección de CM, seleccionando barra, rango temporal y resolución de 15 minutos para capturar variaciones intra-horarias relevantes para la simulación. Dado que la barra asociada a la subestación María Elena no está disponible en dicha plataforma, se adopta la barra Crucero como referencia, por ser la alternativa más próxima en la cadena de conexión de la subestación Sol del Desierto, la subestación María Elena y la subestación Crucero, en coherencia con el PAC utilizado en el caso de estudio. La Fig. 4.4 incorpora las distancias entre subestaciones para sustentar esta elección por criterio de proximidad.



Fig. 4.4 Ubicación y distancias entre subestaciones Sol del Desierto, María Elena y Crucero

4.3.2 Informe Diario 2025

Para la base de datos de AE se emplean dos insumos del CEN. Se utiliza la serie de CM de la barra Crucero y los informes diarios que reportan, por agente, la programación y la operación efectiva de energía con sus desviaciones, lo que permite reconstruir el intercambio real del recurso y representar el AE sobre una base trazable y consistente antes de definir ajustes o metodología de simulación.

4.3.3 Plataforma de Balance Comercial 2025

Los datos de SSCC utilizados en este trabajo se obtuvieron desde Plabcom, a través de los balances definitivos de 2025. Estos balances consolidan información operacional y económica de la prestación de SSCC en el SEN, incluyendo activaciones, tipo de control y sentido de regulación, junto con registros de remuneración y transacciones por agente, por lo que se adoptan como insumo para representar la operación de SSCC en las simulaciones del caso de estudio.

4.4. Casos de Estudio

Los casos de estudio de este capítulo representan cómo habría operado el BESS del Desierto en el SEN durante 2025 bajo distintos métodos operativos. Las simulaciones se basan en señales y registros reales de 2025, pero no buscan reproducir una programación óptima, dado que no se dispone de una herramienta de co-optimización energética para modelar el despacho del almacenamiento en

forma endógena. El objetivo es comparar estrategias bajo un marco común, cuantificando su efecto sobre el margen económico y el uso del activo, y proyectar esa comparación hacia vida útil a través de la réplica del año 2025 hasta alcanzar el criterio de EoL definido para el estudio.

4.4.1 Arbitraje Energético

La simulación de AE se construye con los insumos definidos en la base de datos del capítulo. Se utiliza el CM 2025 de la barra Crucero como señal de precio, según 4.2.1, y los informes diarios del CEN para acotar la energía efectivamente intercambiada por el BESS del Desierto en el período disponible, según 4.2.2. La programación de carga y descarga no se toma como una operación observada, sino como una operación construida a partir del año base 2025 para capturar diferenciales de CM dentro de los límites operativos y de energía adoptados, manteniendo un marco común de comparación entre estrategias. La Fig. 4.5 se incorpora solo como apoyo conceptual del ciclo diario de carga en tramos de CM bajos y descarga en tramos de CM altos, sin representar una programación única ni un resultado.

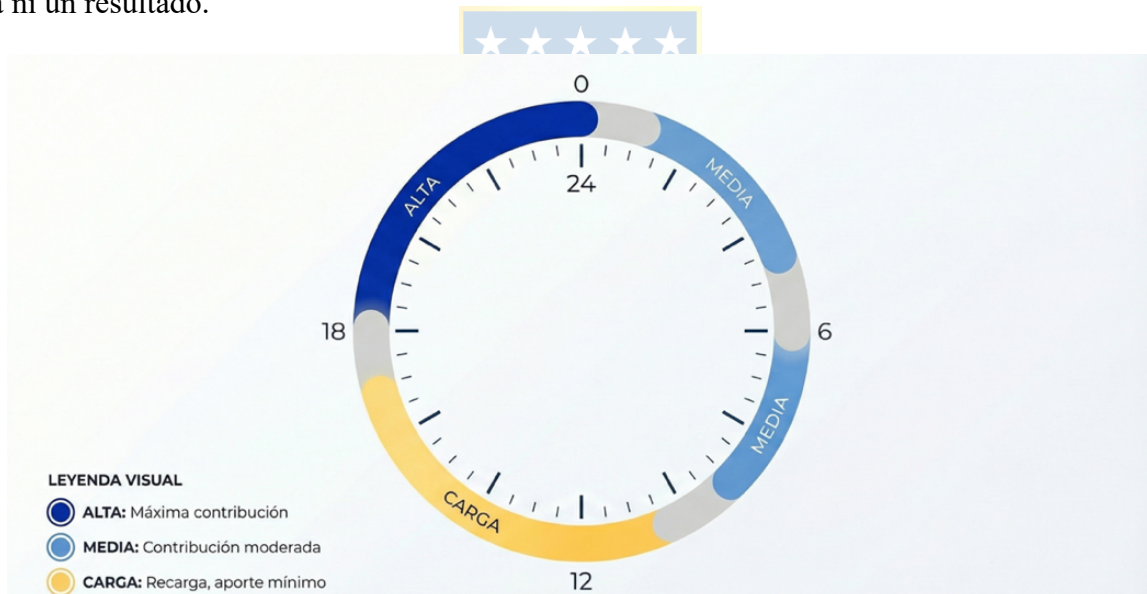


Fig. 4.5 Esquema conceptual de operación diaria BESS para AE

4.4.2 Servicios Complementarios

Para simular la operación del BESS del Desierto en SSCC durante 2025, se adoptan como límites operativos las capacidades y restricciones declaradas para el activo en el informe técnico del CEN. Este informe reporta, para cada producto, tiempos característicos, tasas normales, capacidades máximas y límites superior e inferior de regulación en condición de descarga y de carga, por lo que estos parámetros se utilizan como cotas verificadas para acotar las activaciones y su valorización en

el balance 2025 del SEN. La Tabla 4.5 consolida estos valores para CPF, CSF y CTF, en subida y bajada, bajo un formato único [33].

Tabla 4.5: Parámetros de SSCC verificados por el CEN para BESS del Desierto [33]

Categoría	CPF	CSF	CTF
Subcategorías	CPF+ / CPF-	CSF+ / CSF-	CTF+ / CTF-
Tiempo característico	Activación: < 1 s (CPF+ y CPF-)	No informado	Tiempo de respuesta: < 5,00 min (subida y bajada)
Tasa normal [MW/min]	No informado	Subida 20 / Bajada 20	Subida 40 / Bajada -40
Capacidad [MW]	±0,2 Hz: 13,3–14,0; ±0,7 Hz: 52,2–54,1	Subida 100 / Bajada -100	Descarga: +191,064 / -191,064; Carga: +195,84 / -195,84
Límites regulación sup/inf [MW]	Sup: 198,840 / -2,320; Inf: 2,710 / -194,270 (descarga / carga)	Sup: 192,33 / -5; Inf: 5 / -199,68 (descarga / carga)	Sup: 198,84 / -2,32; Inf: 2,71 / -194,28 (descarga / carga)

Para incorporar el BESS del Desierto al balance 2025 de SSCC, las activaciones y remuneraciones se toman desde los balances definitivos de Plabcom, considerando los seis productos CPF±, CSF± y CTF±. La implementación sustituye al recurso que prestó el servicio en 2025 por el BESS del Desierto, manteniendo el registro de activación y el criterio de liquidación reportados por Plabcom. En cada intervalo del balance 2025, la simulación identifica el servicio activado y su sentido, asigna esa activación al BESS y verifica la factibilidad aplicando los límites del activo por categoría y sentido según el informe del CEN. Si la activación excede la capacidad declarada para ese servicio, la potencia se recorta al máximo admisible. Si no excede, se conserva el valor reportado, evitando sobreasignaciones y manteniendo la operación dentro de la capacidad declarada [33].

Una vez determinada la potencia efectivamente asignada al BESS del Desierto en cada intervalo, la remuneración se calcula replicando la estructura de liquidación contenida en los balances definitivos de Plabcom para 2025. El cálculo se aplica sobre la potencia ya acotada por los límites verificados del CEN, de modo que la valorización no incorpore magnitudes que el activo no podría entregar y se mantenga consistencia entre activación, restricción técnica y remuneración, con trazabilidad directa entre la fuente del balance y los resultados usados en los casos de estudio [33].

4.4.3 Estrategia Híbrida

Se define la estrategia HIB como una operación simultánea que reserva una fracción de potencia para SSCC y otra para AE dentro de un mismo año base. En este estudio se adopta la variante 67 % SSCC y 33 % AE, en coherencia con lo ya justificado en degradación y control de SoC. Esta estrategia

no modifica el activo ni sus límites eléctricos, sino que ordena el uso de la potencia disponible para comparar alternativas bajo un marco común.

La partición 67/33 no se implementa como una división física en el convertidor, la partición se ejecuta en el PAC a 33 kV, donde se definen consignas y restricciones sobre la potencia activa y la potencia reactiva medidas. En particular, el informe técnico del CEN indica que el controlador de planta (PPC) Blunce de Isotrol realiza el control de variables eléctricas en el PAC e incorpora un lazo de potencia activa con limitación de rampa y regulación de frecuencia, lo que permite reservar margen de potencia para SSCC y asignar el remanente a AE sin sobreasignar el límite total del PAC [3].

Como se resume en la Tabla 4.6, la estrategia HIB fija límites de potencia en el PAC separando la potencia reservada para SSCC y la potencia disponible para AE, en condición de descarga y de carga. Estos límites se usan como cotas operativas en la simulación para acotar asignaciones y mantener consistencia con los máximos intercambiables del caso base en el PAC, sin alterar los límites eléctricos del activo.

Tabla 4.6: Límites de potencia en el PAC para la estrategia HIB

Condición	Límite en PAC a 33 kV [MW]	Fracción SSCC [%]	Potencia reservada SSCC [MW]	Fracción AE [%]	Potencia disponible AE [MW]
Descarga	199.454	67	133.634	33	65.820
Carga	-199.309	67	-133.537	33	-65.772

En la simulación, la estrategia HIB se implementa como una regla de asignación de potencia en el PAC aplicada en cada intervalo del año base. Primero, a partir de los balances definitivos 2025, se toma la potencia activada y su liquidación para SSCC y se acota al bloque de potencia reservado para SSCC, entendido como la fracción del límite total del PAC ofertada para el servicio. Este acotamiento se complementa con los límites superior e inferior de regulación del activo verificados por el CEN y con los topes operativos definidos para HIB. En paralelo, se impone la partición fija para evitar sobreasignaciones, el bloque SSCC opera dentro de su reserva y el bloque de AE dentro de su límite asignado, manteniendo que la suma de consignas no exceda el límite total del PAC. Finalmente, el bloque de AE utiliza la señal de CM del año base para decidir carga o descarga cuando ello contribuye a recentrar el SoC y evitar permanencias prolongadas en rangos extremos, condición asociada a mecanismos de envejecimiento como pérdida de inventario de litio, y además captura oportunidades económicas al cargar con CM bajo o descargar con CM alto, manteniendo en todo momento el cumplimiento de límites en el PAC y las restricciones del caso de estudio.

4.4.4 Proyección a EoL

La proyección a EoL replica el patrón operativo y de liquidación del año base 2025 para cada estrategia y deja evolucionar únicamente el estado del activo hasta alcanzar $SoH = 70\%$. En el caso de la estrategia HIB, se adopta una partición de 67% para SSCC y 33% para AE, en coherencia con lo discutido en degradación y control de SoC. Esta partición no corresponde a una división física del convertidor, del rack ni del contenedor, sino a una regla de despacho y de límites operativos aplicada en el PAC a 33 kV. Bajo este criterio, se reservó una fracción de potencia para SSCC y se asignó el remanente a AE, resguardando que la suma de consignas se mantuviera dentro del límite total intercambiable del caso base.

La Tabla 4.7 resume los límites de potencia adoptados para la estrategia HIB en condición de carga y descarga, separando la potencia reservada para SSCC y la potencia disponible para AE. Estos límites se emplearon como cotas operativas en la simulación para acotar las asignaciones por bloque, asegurar consistencia con la convención operativa definida para el capítulo y evitar sobreasignaciones respecto del máximo intercambiable en el PAC, sin modificar los límites eléctricos del activo.

Tabla 4.7: Ciclos equivalentes diarios promedio en el año 2025 por estrategia.

Estrategia	Ciclos equivalentes diarios promedio
AE	1,203
HIB 67/33	0,753
SSCC	0,651

La vida útil proyectada se determina con dos insumos derivados del año base. El primero corresponde a los ciclos equivalentes diarios promedio de cada estrategia, que fijan la velocidad de acumulación de ciclos después del tramo inicial. El segundo corresponde al ajuste de severidad inicial capturado por DF durante los primeros 1000 ciclos equivalentes, referido a la curva del fabricante bajo la convención $AE \equiv DF = 1$. Con ambos insumos, el horizonte de operación hasta $SoH = 70\%$ se obtiene con una regla de degradación por etapas, compuesta por una fase inicial más sensible y una fase posterior aproximadamente lineal.

Bajo este enfoque, el margen anual no permanece constante hasta el cierre de cada estrategia, sino que evoluciona con el SoH del activo. Mientras la degradación no reduce de forma relevante la capacidad útil disponible, el margen se mantiene cercano al valor del año base. Sin embargo, a medida que disminuyen el SoH , la energía utilizable y la capacidad efectiva del sistema, el margen anual también se reduce. En consecuencia, la proyección hasta EoL ajusta los márgenes según la degradación acumulada y el horizonte efectivo de operación de cada estrategia.

Además, el último registro corresponde a un año fraccional, ya que el EoL no necesariamente coincide con el cierre de un año calendario. Por esta razón, el margen del último año se prorratea según la fracción efectiva de operación hasta alcanzar $\text{SoH} = 70 \%$. Los desgloses anuales de margen bruto sin pago por costo de oportunidad para AE, SSCC e HIB se presentan en el Anexo B

4.4.5 Costo de Oportunidad

En el caso de estudio se comparan dos escenarios para aislar el efecto del pago por costo de oportunidad, un escenario sin CO y un escenario con CO. En coherencia con la definición de la Sección 3.3.2, el CO se incorpora como un término económico adicional que compensa la renuncia parcial a ingresos de AE cuando la potencia y la energía se priorizan para SSCC. Por consistencia metodológica, este ajuste se aplica a las estrategias SSCC e HIB, mientras que AE se mantiene como referencia de comparación.

Bajo este enfoque, la incorporación de CO reduce la brecha de margen anual entre estrategias y desplaza el análisis hacia la duración efectiva de la operación hasta EoL. En ese contexto, la conveniencia económica deja de depender solo del margen anual y pasa a depender también del horizonte de operación que cada estrategia puede sostener antes de alcanzar $\text{SoH} = 70 \%$.

A partir de esta lógica se formulan dos estrategias adaptativas. La estrategia Adaptativa 1 busca postergar al máximo el EoL. Para ello, opera inicialmente en modo HIB durante los primeros 1000 ciclos equivalentes, tramo en que esta estrategia presenta una degradación relativa menor, y luego cambia a SSCC, de modo que la fase posterior quede gobernada por la alternativa de menor ciclado diario.

La estrategia Adaptativa 2 busca reducir el pago total por CO sin renunciar a una vida útil extensa. Para ello, mantiene la operación en modo HIB mientras esta estrategia conserva una ventaja económica frente a SSCC, y luego cambia a SSCC en el punto en que ambas trayectorias convergen en términos de SoH proyectado. Con ello se aprovecha durante más tiempo el mayor margen anual de HIB y, al mismo tiempo, se conserva un horizonte de operación cercano al de SSCC.

Los desgloses anuales de margen bruto con pago de CO se presentan en el Anexo C.

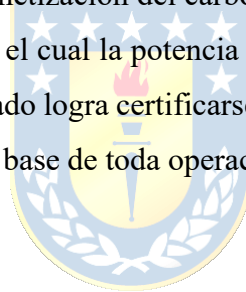
4.5. Análisis Económico

La evaluación económica del BESS no depende solo de los márgenes operativos obtenidos en cada estrategia, sino también de atributos de capacidad, cargos asociados al modo de operación y flujos potenciales cuya magnitud varía con la degradación del activo. Por esta razón, esta sección

incorpora la potencia de suficiencia, el pago por desgaste y la valorización económica del carbono evitado dentro de un marco común de análisis en USD reales. Dado que todas las estrategias corresponden al mismo BESS, las diferencias económicas no provienen de un tratamiento regulatorio distinto, sino de la evolución del SoH, de la energía útil disponible y del patrón operativo anual de cada caso.

La comparación se desarrolla a través de un flujo de caja descontado económico del proyecto en USD reales, es decir, una evaluación del activo sin deuda, impuestos ni estructura de financiamiento. Este enfoque permite comparar las estrategias bajo supuestos homogéneos y atribuir las diferencias observadas a los ingresos, costos y horizontes efectivos de operación de cada alternativa.

Para representar la sensibilidad del resultado económico frente al marco regulatorio, en este estudio se adoptaron dos extremos de evaluación. El primero corresponde a un caso menos favorable legislativamente, en el cual la potencia de suficiencia se reconoce solo hasta 2034, de acuerdo con su vigencia actual, y no se incorpora la monetización del carbono evitado. El segundo corresponde a un caso más favorable legislativamente, en el cual la potencia de suficiencia se proyecta hasta EoL y se supone que la totalidad del carbono evitado logra certificarse y venderse. En ambos casos, el pago por desgaste se mantiene como componente base de toda operación en SSCC, ya sea total o parcial según la estrategia evaluada.



4.5.1 Potencia de Suficiencia

La potencia de suficiencia representa la capacidad de una instalación para aportar potencia en horas críticas del sistema, por lo que se remunera como un atributo de capacidad y no como una venta de energía ni como un pago por activaciones puntuales. En simple, se paga porque el sistema necesita contar con capacidad firme para cubrir la demanda de punta. En este estudio, este componente se incorporó en todas las estrategias evaluadas porque AE, HIB, SSCC y las estrategias adaptativas corresponden al mismo BESS y, por tanto, al mismo activo reconocido por la normativa. Lo que cambia entre estrategias no es la regla de pago, sino la trayectoria de degradación que cada una induce sobre el SoH y, con ello, sobre la energía útil que el sistema puede sostener a una potencia dada [34].

Entre las ecuaciones (4.1) y (4.4) se resume la implementación adoptada en este trabajo. Primero, se calculan las horas efectivas de almacenamiento a partir de la energía útil declarable y de la potencia máxima de descarga. Luego, se determina el porcentaje de reconocimiento de Potencia Inicial según esas horas y, finalmente, se valoriza anualmente la potencia reconocida. Esta

formulación es consistente con el reglamento, que define para los sistemas de almacenamiento energéticos una potencia máxima asociada a la cantidad de horas que la instalación puede sostener y permite redeclarar anualmente la cantidad de horas de almacenamiento cuando la máxima energía disminuye por degradación. Por ello, las diferencias económicas entre estrategias se explican por la distinta evolución del SoH y no por un tratamiento regulatorio distinto entre arbitraje energético y servicios complementarios [34].

$$H_t = \frac{E_{\text{útil},t}}{P_{\text{max}}} \quad (4.1)$$

$$r_t = f(H_t) \quad (4.2)$$

$$P_{\text{rec},t} = P_{\text{max}} \cdot r_t \quad (4.3)$$

$$I_{\text{PS},t} = P_{\text{rec},t} \cdot V_{\text{pot},t} \cdot 12 \quad (4.4)$$

donde,

H_t : es la cantidad de horas efectivas de almacenamiento en el año t

$E_{\text{útil},t}$: es la energía útil declarable del BESS en el año t

P_{max} : es la potencia máxima de descarga adoptada para el sistema

r_t : es el porcentaje de reconocimiento de Potencia Inicial obtenido en función de H_t

$P_{\text{rec},t}$: es la potencia reconocida en el año t

$I_{\text{PS},t}$: es el ingreso anual por potencia de suficiencia

$V_{\text{pot},t}$: es el precio mensual de potencia aplicado en el año t

Respecto de su vigencia, en este estudio se consideraron dos casos. El primero valora la potencia de suficiencia solo hasta 2034, en coherencia con la vigencia del esquema transitorio del Decreto Supremo N° 70. El segundo la proyecta hasta EoL como una extrapolación metodológica, para comparar todas las estrategias sobre un horizonte económico completo y homogéneo [16]. Así, el primer caso entrega una referencia bajo vigencia normativa directa y el segundo permite evaluar el efecto de extender este atributo hasta el final de la vida útil del activo. Los desgloses anuales de todos los casos se presentan en el Anexo D.

Para efectos de sensibilidad económica, este componente se calcula en todas las estrategias con la misma formulación, y la diferencia entre casos está dada únicamente por el horizonte hasta el cual ese ingreso es reconocido.

4.5.2 Pago por desgaste

El costo de desgaste representa un cargo adicional asociado a la provisión de SSCC y busca reflejar gastos de desgaste, mantención y habilitación vinculados a ese modo de operación. En este estudio se adoptó un valor unitario de 2 USD/MWh, aplicado solo a la energía elegible en SSCC. Por ello, este componente no se incorpora en AE, se aplica completamente en SSCC, en forma parcial a la fracción SSCC de HIB y, en las estrategias adaptativas, según el modo operativo vigente en cada año.

La ecuación (4.5) resume la implementación adoptada. Primero se identifica la energía anual elegible asociada a SSCC. Luego, esa energía se multiplica por el cargo unitario de desgaste y el resultado se expresa en MMUSD/año. En consecuencia, las diferencias entre estrategias no provienen de un valor unitario distinto, sino de la cantidad de energía anual comprometida en SSCC y de su disminución a medida que el SoH reduce la capacidad útil del BESS. Por ello, el pago por desgaste no constituye una sensibilidad regulatoria separada, sino un componente base que se aplica en todos los escenarios económicos cada vez que la estrategia incorpora operación en SSCC. Los desgloses anuales se presentan en el Anexo E.

$$P_{\text{desg},t} = E_{\text{SSCC},t} \cdot c_{\text{desg}} \quad (4.5)$$

donde,

$E_{\text{SSCC},t}$: es la energía anual asociada a operación en SSCC en el año t

c_{desg} : es el cargo unitario de desgaste adoptado en el estudio = 2 USD/MWh

$P_{\text{desg},t}$: es el pago anual por desgaste en USD/año

4.5.3 Valorización económica del carbono evitado

En este estudio, el carbono evitado se incorporó como un ingreso potencial y no como un ingreso regulatorio automático del BESS. Este planteamiento se basa en el Sistema de Compensación de Emisiones, que permite certificar reducciones de emisiones y transferir esos certificados a contribuyentes afectos al impuesto verde para compensar emisiones gravadas. Por ello, su monetización depende de aprobación del proyecto, verificación, certificación y venta efectiva de los certificados.

Bajo este criterio, el ingreso potencial se calculó solo sobre la energía de subida asociada a SSCC, asumiendo que dicha inyección desplaza generación a carbón. En consecuencia, este

componente no se incorpora en AE, se aplica completamente en SSCC, en forma parcial a la fracción SSCC de HIB y, en las estrategias adaptativas, según el modo operativo vigente en cada año. Para convertir esa energía en emisiones evitadas, la energía anual de subida se transformó primero en energía térmica equivalente usando una eficiencia de 35%, adoptada como supuesto representativo de una central a carbón convencional [35]. Luego, esa energía térmica se multiplicó por un factor de emisión del carbón bituminoso de 94,6 kgCO₂/GJ [4]. Finalmente, para el escenario optimista adoptado, se supuso que la totalidad del CO₂ evitado en cada año logra certificarse y venderse a un precio de referencia de 5 USD/tCO₂, coherente con la tasa del impuesto verde al CO₂ en Chile [35]. Así, el valor obtenido debe interpretarse como un flujo potencial y no como un ingreso asegurado del proyecto.

Entre las ecuaciones (4.6) y (4.9) se resume la implementación adoptada. Primero, se calcula la energía térmica equivalente desplazada. Luego, se obtienen las toneladas de CO₂ evitadas. Finalmente, esas reducciones se valorizan con el precio de referencia adoptado para el escenario optimista.

$$E_{th,t} = \frac{E_{sub,t} \cdot 3,6}{\eta} \quad (4.6)$$

$$CO_{2,ev,t} = E_{th,t} \cdot FE_{carb} \cdot 10^{-3} \quad (4.7)$$

$$CO_{2,ev,t} = E_{sub,t} \cdot \frac{3,6}{\eta} \cdot FE_{carb} \cdot 10^{-3} \quad (4.8)$$

$$I_t^{SCE} = CO_{2,ev,t} \cdot P_t^{SCE} \cdot 10^{-6} \quad (4.9)$$

donde,

$E_{sub,t}$: es la energía anual de subida en el año t, en MWh/año

$E_{th,t}$: es la energía térmica equivalente desplazada, en GJ/año

η : es la eficiencia de la central a carbón desplazada, igual a 0,35

FE_{carb} : es el factor de emisión del carbón bituminoso adoptado = 94,6 kgCO₂/GJ

$CO_{2,ev,t}$: es el CO₂ evitado en el año t, en tCO₂/año

P_t^{SCE} : es el precio de referencia del certificado, adoptado como 5 USD/tCO₂

I_t^{SCE} : es el ingreso potencial anual por certificados, en MMUSD/año

Así, las diferencias entre estrategias responden a la distinta energía anual de subida asociada a

SSCC y a su reducción progresiva con el SoH, mientras que el valor calculado representa un ingreso potencial y no un ingreso asegurado del proyecto. Para efectos de sensibilidad económica, este componente no se incorpora en el caso menos favorable legislativamente y solo se monetiza en el caso más favorable, donde se supone la venta total del carbono evitado calculado para la provisión de reservas de subida en SSCC. Los desgloses anuales de energía de subida, CO₂ evitado e ingreso potencial por carbono se presentan en el Anexo F.

4.5.4 Parámetros e indicadores de evaluación

La evaluación económica se desarrolló en USD reales y adopta como parámetros base un CAPEX de 289 MMUSD [36], una reinversión de 16 MMUSD en el año 15 [37] y un OPEX anual equivalente a 1,5 % del CAPEX, es decir, 4,335 MMUSD/año [38]. El desglose del OPEX anual considerado en este estudio se presenta en el Anexo G. Como tasa de descuento se utilizó 10 % real anual [39], mientras que el valor residual se estimó bajo un criterio de second life de 40 USD/kWh [40].

En particular, dado que el BESS parte con 800 MWh útiles y el EoL se define en 70 % de SoH, la capacidad útil remanente corresponde a 560 MWh. Al adoptar un valor residual unitario de 40 USD/kWh, se obtiene un valor residual total de 22,4 MMUSD, incorporado como supuesto de cierre del proyecto y no como valor de reciclaje. La evaluación se construye a partir de un flujo libre del proyecto, en el que se incorporan la inversión inicial, los ingresos, los costos, las reinversiones y el valor residual de cada estrategia. Posteriormente, dichos flujos se descuentan a valor presente a través de un enfoque de flujo de caja descontado, a partir del cual se obtienen los indicadores de comparación económica.

La formulación del flujo de caja libre del proyecto para cada estrategia se presenta en las ecuaciones (4.10) a (4.12). A partir de estos flujos se calculan el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

$$FC_t = MB_t + CO_t + PS_t + CARB_t + VR_t - DESG_t - OPEX_t - REINV_t - CAPEX_t \quad (4.10)$$

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (4.11)$$

$$\sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (4.12)$$

donde,

FC_t : es el flujo de caja libre del proyecto en el año t , en MMUSD/año

MB_t : es el margen bruto anual en el año t , en MMUSD/año

CO_t : es el ingreso anual por costo de oportunidad en el año t , en MMUSD/año

PS_t : es el ingreso anual por potencia de suficiencia en el año t , en MMUSD/año

$CARB_t$: es el ingreso anual por bono de carbono en el año t , en MMUSD/año

VR_t : es el valor residual del proyecto, en MMUSD

$DESG_t$: es el pago anual por costo de desgaste en el año t , en MMUSD/año

$OPEX_t$: son los costos operacionales anuales en el año t , en MMUSD/año

$REINV_t$: es la reinversión efectuada en el año t , en MMUSD

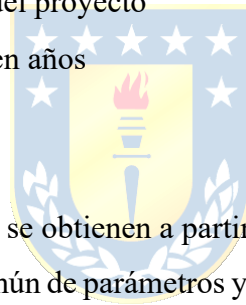
$CAPEX_t$: es la inversión inicial del proyecto en el año t , en MMUSD

VAN : es el valor actual neto del proyecto, en MMUSD

r : es la tasa de descuento real anual

TIR : es la tasa interna de retorno del proyecto

N : es el horizonte de evaluación, en años



4.6. Resultados

Los resultados del caso de estudio se obtienen a partir de la simulación implementada en Excel para el año base 2025, bajo un marco común de parámetros y límites operativos previamente definidos, con el fin de comparar de forma consistente las estrategias AE, SSCC e HIB. En coherencia con este enfoque, la sección presenta indicadores transversales para una comparación verificable entre casos, en particular margen económico, perfil de SoC, uso de potencia y CE, y organiza la lectura desde la comparación agregada anual hacia el desglose por estrategia, la ilustración de ventanas representativas de operación y la extensión del análisis hacia la proyección a EoL y el escenario con CO.

4.6.1 Comparación Estrategias 2025

En esta subsección se adopta 2025 como año base de simulación y se proyecta el desempeño hacia el EoL a través de réplica anual del mismo patrón operativo. La presentación se organiza en dos bloques: primero, la comparación anual 2025 entre AE, SSCC y HIB, y luego la proyección hasta el EoL incorporando degradación y margen acumulado.

Para establecer una primera comparación económica entre estrategias durante 2025, se utiliza el margen acumulado anual como indicador de desempeño bajo el mismo horizonte temporal.

Con este propósito, la Fig. 4.6 presenta el margen acumulado 2025 en formato compuesto: la Fig. 4.6 (a) corresponde a AE, la Fig. 4.6 (b) a SSCC y la Fig. 4.6 (c) a HIB. En consecuencia, esta figura fija el punto de partida para interpretar el ranking económico anual y vincularlo, en los apartados siguientes, con los resultados operacionales y de uso del activo que lo explican.

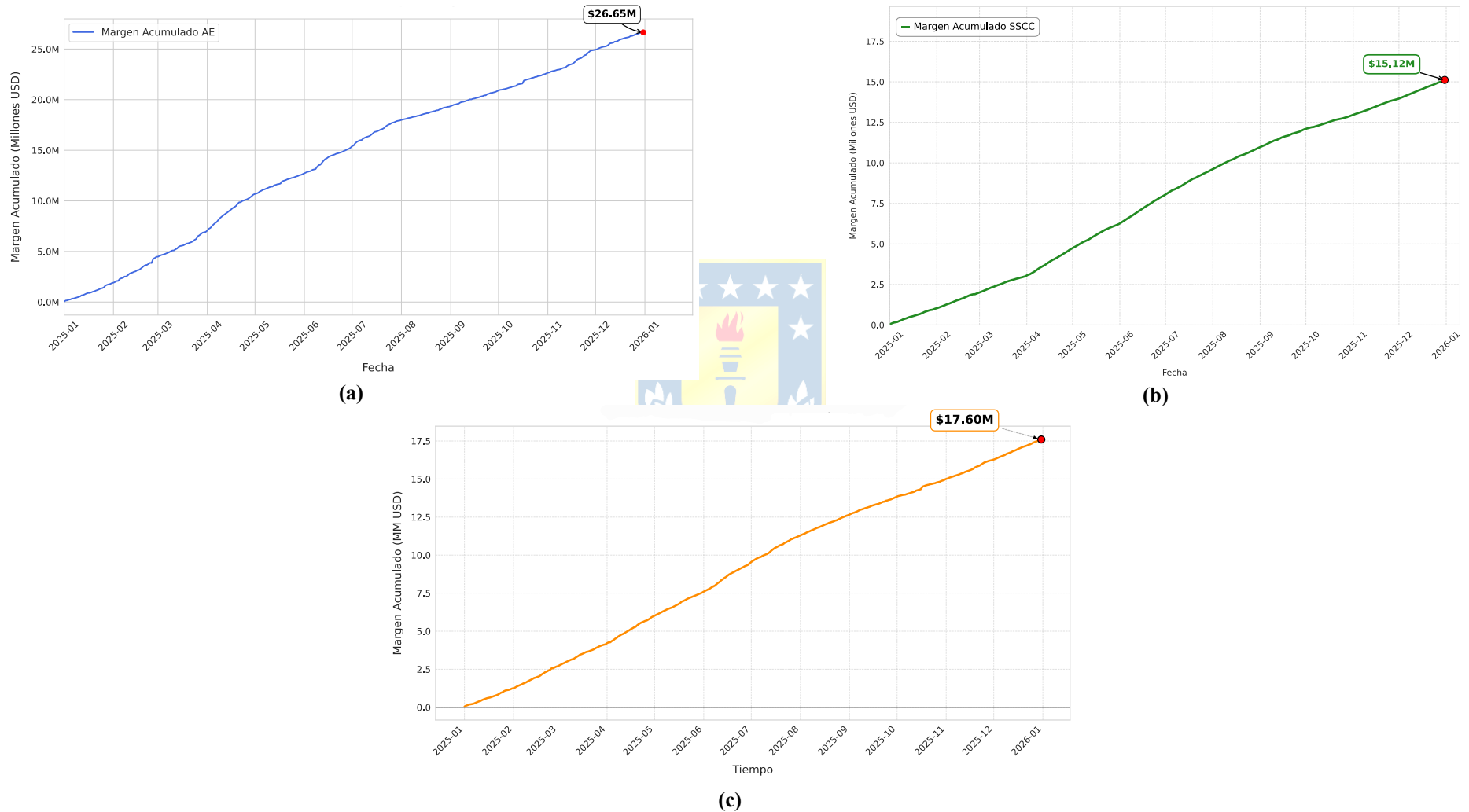
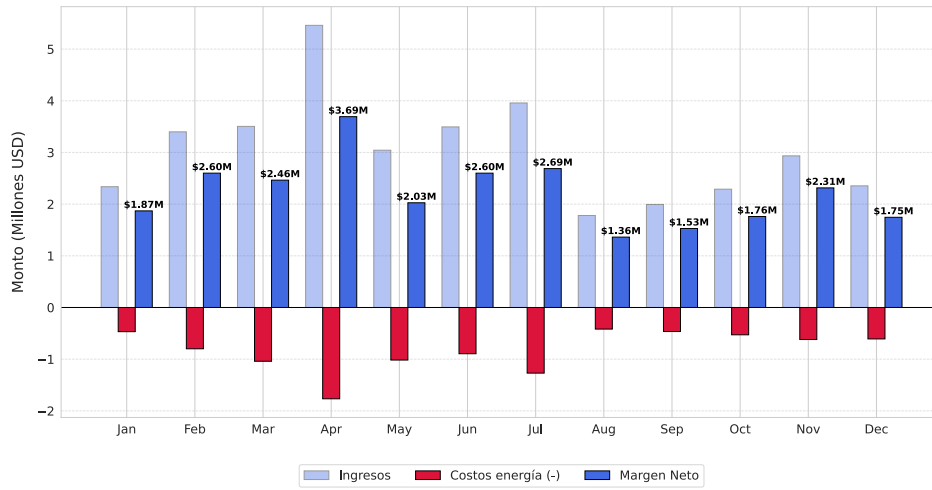


Fig. 4.6 Márgenes Acumulados 2025 por Estrategia Operativa (a) margen acumulado anual en AE; (b) margen acumulado anual en SSCC; (c) margen acumulado anual en HIB.

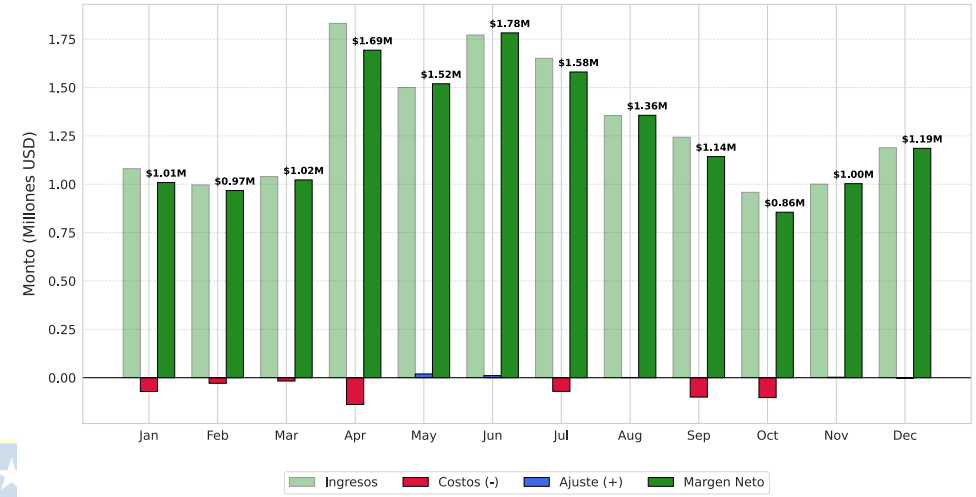
La Fig. 4.6 muestra el comportamiento del margen acumulado anual. AE alcanza el mayor valor al cierre de 2025 con 26,65 MMUSD, SSCC presenta el menor resultado con 15,12 MMUSD y HIB queda en posición intermedia con 17,6 MMUSD. Esta jerarquía es coherente con la lógica de remuneración de cada estrategia, ya que AE captura el diferencial económico del arbitraje, mientras SSCC no lo prioriza y, por diseño, reduce la exposición a oportunidades de mayor margen. En particular, la Fig. 4.6 (c) muestra que HIB mejora el desempeño frente a SSCC al incorporar una fracción de arbitraje, aunque no alcanza a AE porque solo parte de su energía y potencia se asigna a ese mecanismo.

Para complementar la comparación anual, se analizan los márgenes mensuales de 2025 para las tres estrategias. Con este propósito, la Fig. 4.7 presenta los resultados en formato compuesto, donde la Fig. 4.7 (a) corresponde a AE, la Fig. 4.7 (b) a SSCC y la Fig. 4.7 (c) a HIB. En cada caso se muestran, por mes, los componentes de ingresos y costos, con los costos en signo negativo, y el indicador central de lectura es el margen neto mensual, por ser el resultado económico directo de cada mes.

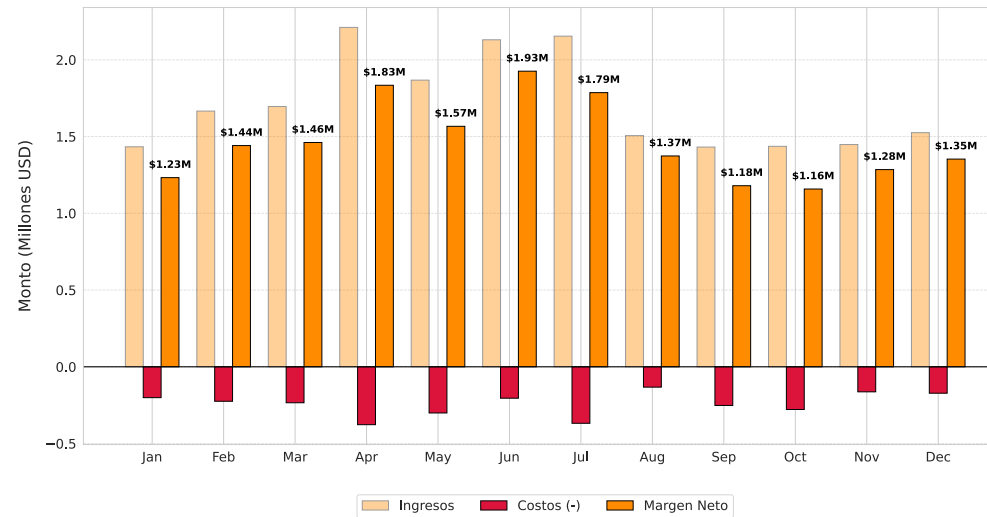




(a)



(b)



(c)

Fig. 4.7 Márgenes Mensuales 2025 por Estrategia Operativa (a) ingresos, costos y margen neto mensual en AE; (b) ingresos, costos y margen neto mensual en SSCC; (c) ingresos, costos y margen neto mensual en HIB.

La Fig. 4.7 muestra que abril concentra el mayor margen mensual en las tres estrategias. En Fig. 4.7 (a), el margen de abril alcanza 3,69 millones, mientras que en Fig. 4.7 (b) llega a 1,69 millones y en Fig. 4.7 (c) a 1,83 millones, manteniendo el ordenamiento observado en el acumulado anual, con AE por sobre HIB y SSCC. En SSCC, además, se observan meses como mayo y junio con ajustes positivos asociados a una mayor participación relativa de activaciones de bajada, lo que incrementa la absorción de energía y modifica el balance entre bajada y subida dentro del mismo esquema de prestación. En conjunto, AE muestra una remuneración mensual más intensa, SSCC depende más del patrón de activaciones y de su balance subida y bajada, y HIB combina ambas lógicas bajo los límites operativos definidos.

La Fig. 4.8 presenta mapas de calor del margen promedio horario de 2025 para AE en la Fig. 4.8 (a), SSCC en la Fig. 4.8 (b) y HIB en la Fig. 4.8 (c). El eje horizontal corresponde a la hora del día y el eje vertical al mes, mientras la escala de color representa el margen promedio por combinación mes y hora. Esta visualización permite identificar las franjas horarias por estrategia.



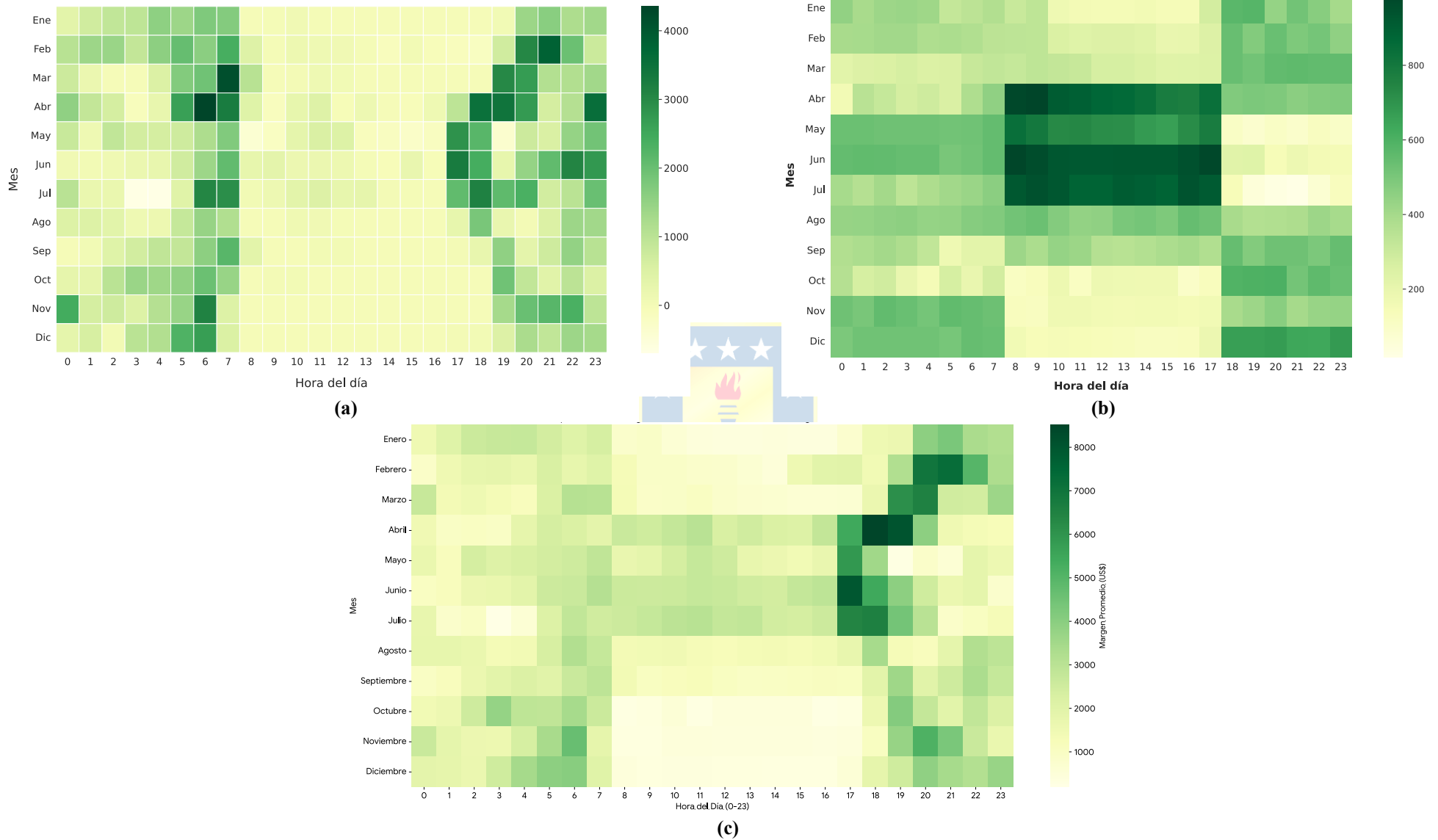


Fig. 4.8 Mapa de Calor del Margen Promedio Horario 2025 por Estrategia Operativa (a) margen promedio horario en AE; (b) margen promedio horario en SSCC; (c) margen promedio horario en HIB.

La Fig. 4.8 permite comparar la distribución mes–hora del margen al interior de cada estrategia. Esta lectura debe hacerse como un patrón interno, porque la escala de color se ajusta de manera independiente en cada panel. En la Fig. 4.8 (a), AE concentra sus mayores aportes en madrugada y tarde noche, mientras el horario solar presenta menor contribución, en línea con una operación que desplaza energía hacia horas de mayor valorización. En la Fig. 4.8 (b), SSCC exhibe un patrón distinto, con mayor actividad entre abril y agosto y con señal visible en horario solar, lo que sugiere una mayor dependencia de las activaciones y de la combinación entre regulación de subida y bajada. En la Fig. 4.8 (c), HIB conserva la estructura horaria principal de AE en los tramos de mayor remuneración, pero incorpora actividad adicional en horario solar en meses como abril y julio, consistente con la contribución de SSCC dentro de la partición operativa.

En abril, la Fig. 4.8 (c) muestra ventanas de alto aporte en la tarde noche por la concurrencia de los dos componentes de la estrategia híbrida. El bloque AE explica el mayor salto del margen al coincidir con horas de mayor CM y con operación cercana al límite de descarga de su componente, mientras SSCC aporta un ingreso adicional más estable. En promedio mensual, a las 18:00 el margen horario de HIB alcanza 8.515,94 USD/h, compuesto por 7.213,83 USD/h de AE y 1.302,11 USD/h de SSCC. A las 19:00 el margen promedio es 8.028,38 USD/h, con 6.692,91 USD/h de AE y 1.335,47 USD/h de SSCC. La disminución relativa a las 19:00 se asocia a una mayor dispersión diaria, ya que en algunas jornadas el componente AE también absorbe energía en esa hora, lo que reduce el margen neto promedio mensual pese a la persistencia de valores altos.

Se analiza el comportamiento operativo del almacenamiento a través de mapas de calor del SoC promedio por mes y hora durante 2025. La Fig. 4.9 (a) corresponde a AE, la Fig. 4.9 (b) a SSCC y la Fig. 4.9 (c) a HIB. La lectura se realiza sobre la hora del día en el eje horizontal y el mes en el eje vertical, mientras la escala de color representa el SoC promedio en porcentaje. Esta visualización permite identificar patrones horarios de carga y descarga, así como sesgos de operación hacia rangos altos o bajos de SoC según la estrategia.

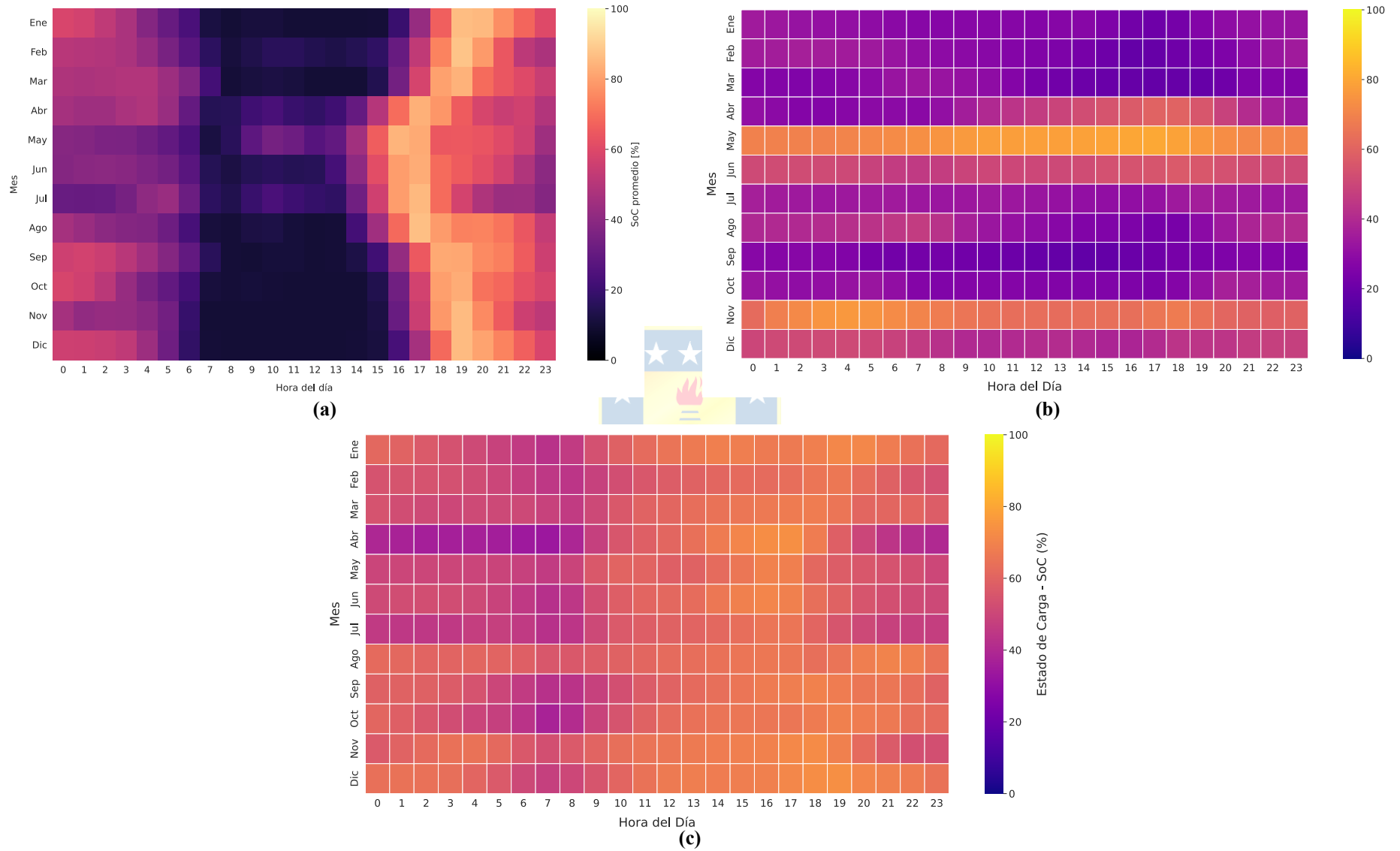


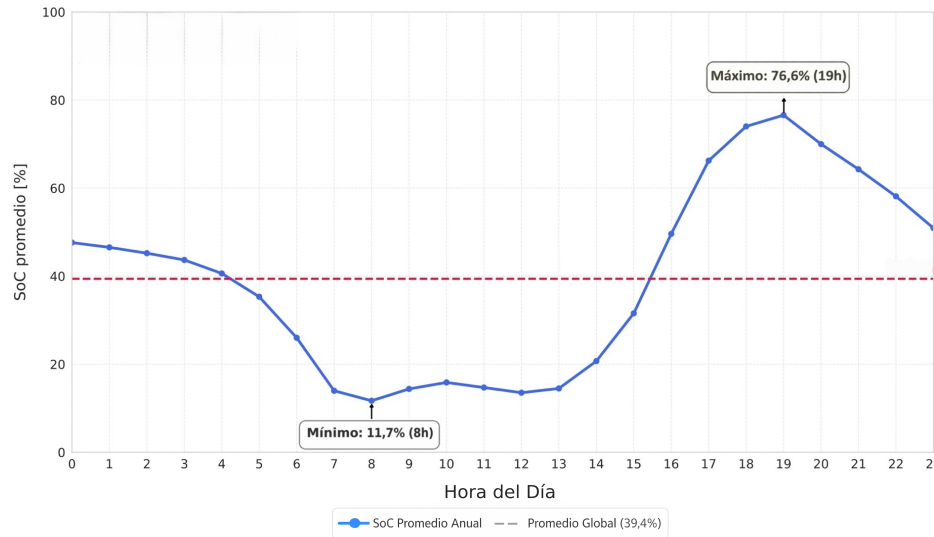
Fig. 4.9 Mapa de Calor del SoC Promedio 2025 por Estrategia Operativa (a) SoC promedio por mes y hora en AE; (b) SoC promedio por mes y hora en SSCC; (c) SoC promedio por mes y hora en HIB.

La Fig. 4.9 permite interpretar la dinámica operativa del almacenamiento a partir del SoC promedio mes–hora. En la Fig. 4.9 (a) se observa el patrón característico de AE, con SoC más bajo en horario solar y un aumento progresivo hacia la tarde, consistente con una operación que carga durante el día y descarga en la noche y madrugada. En la Fig. 4.9 (b), SSCC tiende a operar con mayor frecuencia en rangos extremos de SoC, con predominio de valores cercanos a 30 % en una parte relevante del año y con meses como mayo y noviembre desplazados hacia niveles altos, cercanos a 85 %, lo que muestra una operación menos centrada en un punto medio.

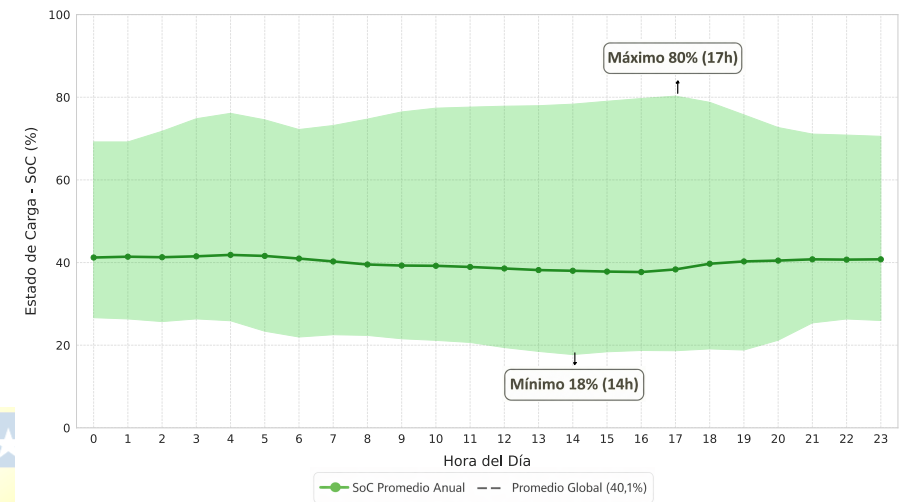
Por su parte, la Fig. 4.9 (c) muestra que HIB mantiene un SoC promedio más concentrado en torno a 55 % durante gran parte del año y del día, con una permanencia más marcada en ese rango durante el horario solar. Este comportamiento es consistente con una estrategia que prioriza una trayectoria de SoC más estable, reduce la permanencia en extremos e incorpora ventanas de arbitraje cuando las condiciones económicas lo permiten.

Para complementar la lectura mes–hora, la Fig. 4.10 presenta el SoC medio de 2025 por hora del día en formato compuesto. La Fig. 4.10 (a) corresponde a AE, la Fig. 4.10 (b) a SSCC y la Fig. 4.10 (c) a HIB. Esta figura permite comparar el ciclo diario típico de cada estrategia y su nivel medio de operación a lo largo del día.

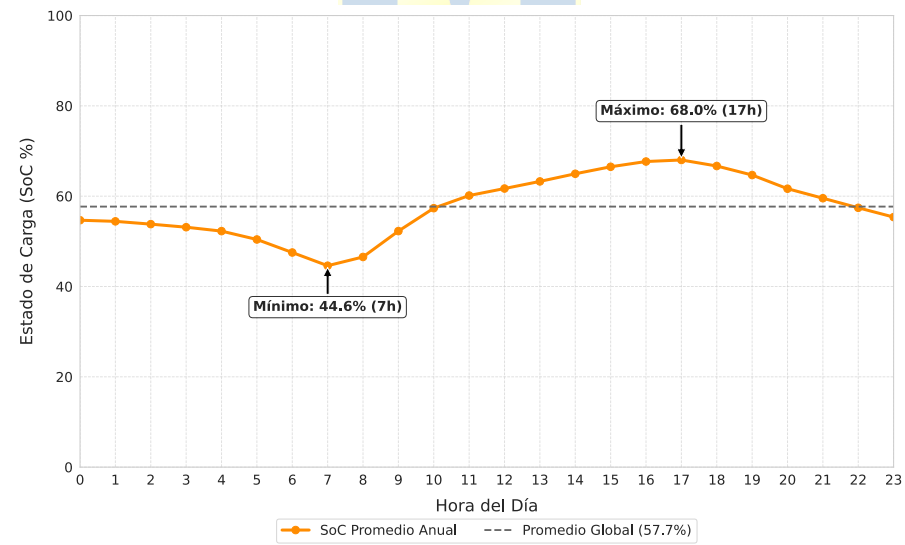




(a)



(b)



(c)

Fig. 4.10 Perfil Horario Promedio Anual del SoC 2025 por Estrategia Operativa (a) perfil horario del SoC en AE; (b) perfil horario del SoC en SSCC; (c) perfil horario del SoC en HIB.

La Fig. 4.10 resume, a nivel de perfil diario promedio, las diferencias de operación observadas en los mapas de calor del SoC. En la Fig. 4.10 (a), AE presenta un promedio anual de 39,4 % y un ciclo diario marcado, con un máximo cercano a 80 % al final del horario solar y una descarga posterior durante la noche y la madrugada hasta un promedio de 11,7 % hacia la mañana. En la Fig. 4.10 (b), SSCC muestra un promedio similar, 40,1 %, pero asociado a una operación con permanencia en rangos extremos de SoC. En la Fig. 4.10 (c), HIB eleva el promedio anual a 57,7 % y mantiene un perfil más centrado durante el día, consistente con una estrategia que usa AE para recentrar el SoC.

Para caracterizar la permanencia del SoC por estrategia en 2025, se analiza la distribución del tiempo por bandas. La Fig. 4.11 muestra el porcentaje de tiempo anual en cada banda, en formato compuesto: la Fig. 4.11 (a) corresponde a AE, la Fig. 4.11 (b) a SSCC y la Fig. 4.11 (c) a HIB. Esta lectura permite identificar si la operación se concentra en rangos medios o si muestra mayor presencia en bandas bajas o altas de SoC.



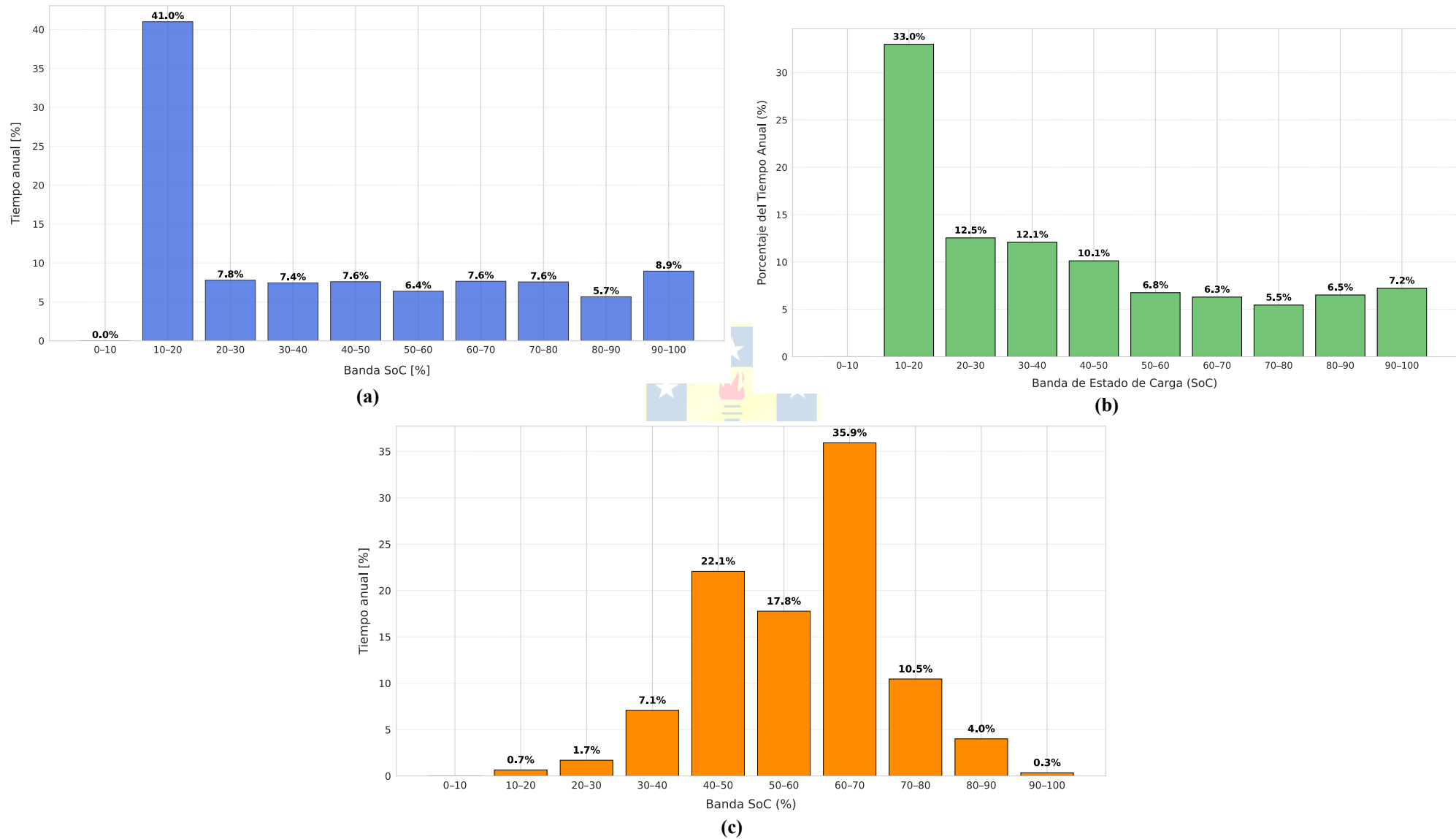


Fig. 4.11 Distribución del Tiempo Anual por Banda de SoC 2025 por Estrategia Operativa (a) porcentaje del tiempo anual en cada banda de SoC para AE; (b) porcentaje del tiempo anual en cada banda de SoC para SSCC; (c) porcentaje del tiempo anual en cada banda de SoC para HIB.

La Fig. 4.11 muestra que AE y SSCC concentran una mayor fracción del tiempo en bandas bajas de SoC. En la Fig. 4.11 (a), AE presenta predominio en el rango 10 % a 20 %. En la Fig. 4.11 (b), SSCC exhibe un patrón similar, con mayor permanencia en rangos reducidos. En cambio, la Fig. 4.11 (c) muestra que HIB desplaza la permanencia hacia bandas medias, con un máximo en 60 % a 70 % y una distribución mayoritaria entre 40 % y 70 %. Este resultado indica que HIB mantiene con mayor frecuencia un SoC intermedio y reduce la permanencia en extremos, lo que se vincula con el análisis posterior de uso del activo y métricas de ciclaje.

4.6.2 Servicios Complementarios

Para el caso particular de SSCC, el resultado que se presenta a continuación se enfoca en desagregar la remuneración según el tipo de servicio y el sentido de la activación, con el fin de identificar qué componentes explican la mayor parte del ingreso anual bajo esta estrategia. Con este propósito, la Fig. 4.12 muestra la composición de ingresos de SSCC 2025 por servicio y sentido, separando CPF, CSF y CTF, y distinguiendo entre subida y bajada, lo que permite interpretar de manera directa qué combinaciones dominan el resultado económico del año.

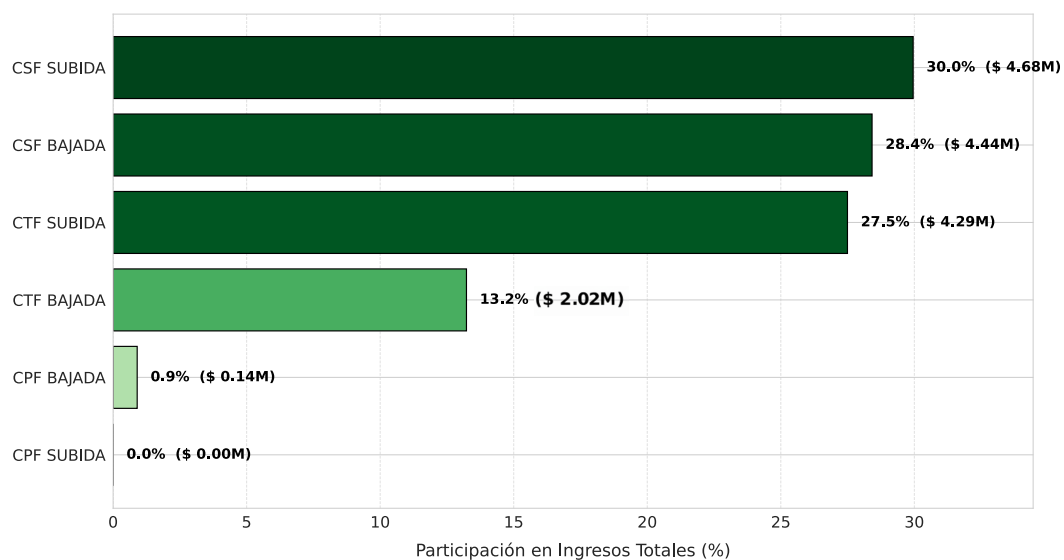


Fig. 4.12 Composición de Ingresos por Servicio y Sentido en SSCC 2025

La Fig. 4.12 muestra que la remuneración de SSCC en 2025 se concentra en el control secundario de subida, seguido por el control secundario de bajada y el control terciario de subida, mientras que el resto de los componentes aporta una fracción menor del ingreso anual. Este reparto sugiere que el resultado queda dominado por servicios con mayor ocurrencia de activaciones, lo que desplaza la contribución hacia categorías de control de mayor duración. La participación nula del CPF

de subida indica que, en esta simulación, las activaciones de subida no permanecieron en el tramo primario, sino que se expresaron principalmente como control secundario y, en menor medida, como control terciario. En consecuencia, el desempeño económico de SSCC depende del patrón de activación y de su duración, en particular del balance entre subida y bajada dentro del control secundario, por lo que cambios en esa distribución pueden modificar de forma relevante el ingreso anual y el margen mensual observado.

4.6.3 Estrategia Híbrida

Para el caso particular de HIB, los resultados siguientes desagregan su desempeño económico y operativo en las componentes AE y SSCC, con el fin de identificar su contribución relativa al resultado anual. Con este propósito, la Fig. 4.13 muestra el margen anual de HIB desglosado por componente, separando el aporte de AE y el de SSCC.

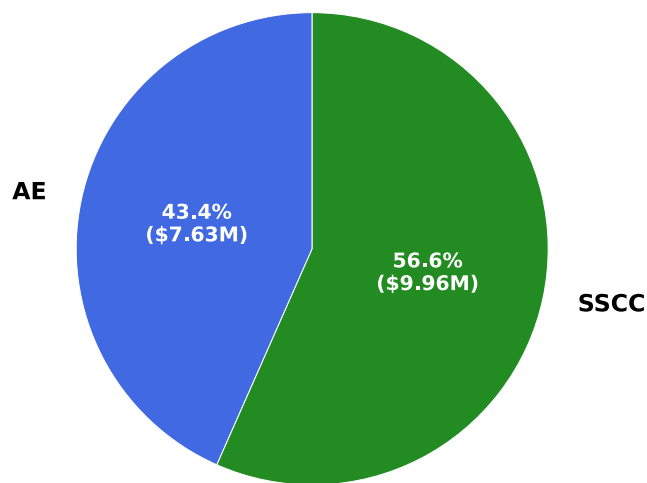


Fig. 4.13 Balance anual del margen desglosado por componente

La Fig. 4.13 muestra una asimetría entre participación operativa y contribución económica. Aunque la partición asigna 33 % a AE y 67 % a SSCC, AE aporta 43,4 % del margen anual y SSCC 56,6 %. Esto indica que AE, aun con una fracción menor de potencia, captura una proporción mayor del margen, mientras SSCC mantiene la contribución principal, aunque más dependiente del patrón de activaciones.

Además, la componente AE cumple un rol operativo dentro de HIB, ya que contribuye a recentrar el SoC y a reducir la permanencia en rangos extremos. Por ello, la Fig. 4.13 no solo muestra cómo se compone el margen anual, sino también por qué HIB combina aporte económico y una trayectoria de SoC más centrada.

Para complementar el balance anual, se caracteriza el uso de potencia en HIB separando AE y SSCC. La Fig. 4.14 muestra la curva de duración de la potencia absoluta, expresada como el porcentaje del tiempo anual en que cada componente opera sobre un umbral de $|P|$, e incorpora los límites de potencia asignados a AE y SSCC dentro de la estrategia.

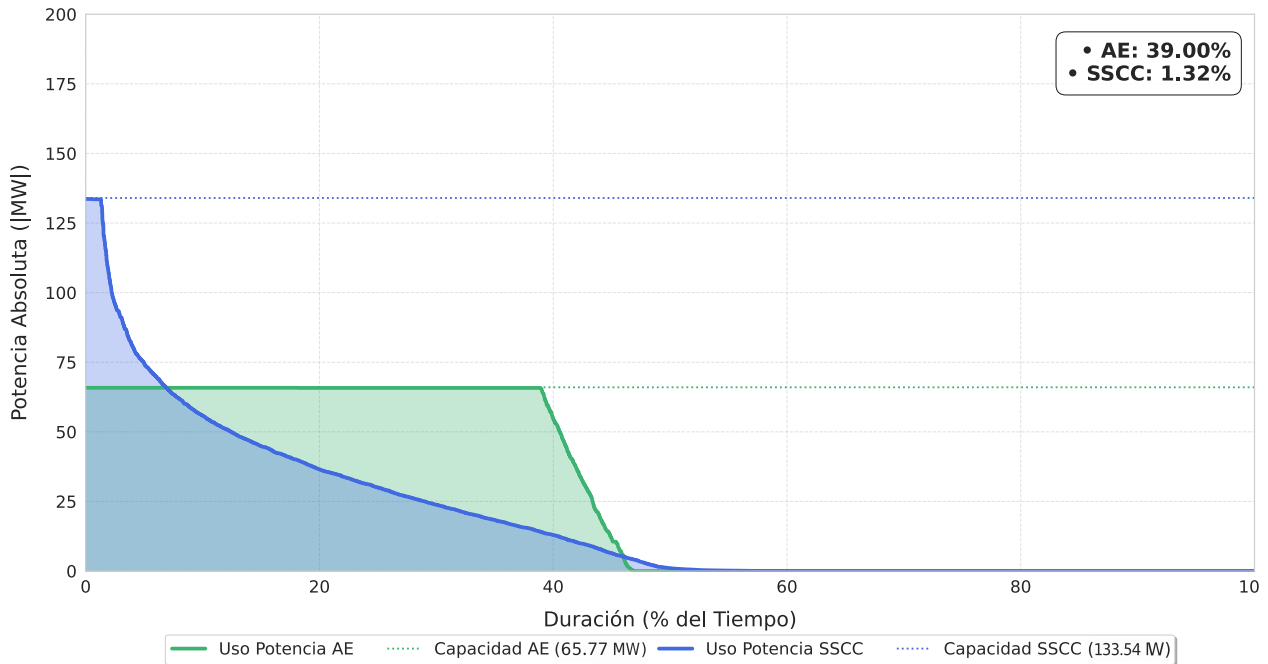


Fig. 4.14 Distribución acumulada de potencia absoluta

La Fig. 4.14 muestra que, en AE, la permanencia en potencia máxima alcanza 39,00 % del tiempo anual, lo que indica un uso intensivo del bloque asignado y un despacho frecuente cerca del límite cuando se activa el arbitraje. En SSCC, la permanencia en el tope es 1,32 % del tiempo y la operación se concentra en niveles parciales, lo que refleja activaciones de magnitud variable y baja saturación del bloque disponible. En conjunto, HIB combina una componente AE que tiende a operar al límite y tracciona margen, con una componente SSCC que conserva holgura para responder a requerimientos del sistema y contribuye a sostener un SoC más centrado.

Para ilustrar la interacción entre SSCC, AE, potencia neta hacia la red y SoC en HIB, se analiza una ventana de 12 h y su señal económica asociada. La Fig. 4.15 (a) muestra la evolución de la potencia de SSCC, la potencia de AE, la potencia neta hacia la red y el SoC entre 05:00 y 16:00 del 24 de enero, y la Fig. 4.15 (b) muestra el CM horario del mismo intervalo. La figura permite vincular los cambios de AE con el CM y observar cómo las activaciones de SSCC modulan el balance instantáneo de potencia y el SoC.



Fig. 4.15 Operación Detallada y CM en Ventana de 12 h — HIB 67/33 (24-ene) (a) potencia SCCC, potencia AE, potencia neta hacia la red y SoC entre 05:00 y 16:00; (b) CM horario del mismo intervalo.

La Fig. 4.15 muestra dos regímenes operativos determinados por el costo marginal y por la superposición entre AE y SCCC. En el primer régimen, entre 05:00 y 07:00, el costo marginal es alto, con 110,26 USD/MWh a las 05:00 y 95,00 USD/MWh a las 06:00, y AE descarga en forma sostenida en su tope, con +65,82 MW. En ese tramo, SCCC aporta en subida, con +52,86 MW a las 05:00 y +52,42 MW a las 06:00, lo que se refleja en una potencia neta hacia la red constante de +118,68 MW y +118,24 MW. Esta condición acelera el vaciado del almacenamiento, con una caída del SoC desde 81,83 % a las 05:00 hasta 50,89 % a las 07:00. El mínimo de la ventana se registra a las 07:45 con un

SoC de 44,66 %, mientras el costo marginal permanece elevado en 91,66 USD/MWh y la potencia neta hacia la red sigue siendo positiva, con +82,63 MW, consistente con una fase dominada por descarga económica y activaciones de subida.

El segundo régimen aparece cuando el costo marginal descende y pasa a cero. Entre 08:00 y 08:15 el costo marginal aún es distinto de cero, con 49,38 y 34,41 USD/MWh, y la potencia neta hacia la red pasa a -25,80 MW, explicado por SSCC en bajada con -25,80 MW y AE sin intercambio. A partir de 08:30 el costo marginal se mantiene en 0,00 USD/MWh y AE cambia a carga, con -65,77 MW entre 09:00 y 09:45, lo que impulsa la recuperación del SoC desde 48,41 % a las 08:30 hasta 63,35 % a las 09:45. Desde 10:00, SSCC alterna activaciones de subida que compensan parcialmente la carga base de AE, y se observan intervalos de neutralidad en red, como a las 11:00, cuando la potencia neta hacia la red es de -0,74 MW, resultado de una carga de AE de -65,77 MW y una activación de subida de SSCC de +65,03 MW, mientras el SoC se mantiene centrado en 65 %.

4.6.4 Proyección a EoL

A continuación, se caracteriza la fase inicial de degradación a partir de la relación entre SoH y ciclaje equivalente, con el fin de comparar la evolución de cada estrategia bajo un mismo criterio de desgaste acumulado. Con este propósito, la Fig. 4.16 presenta la degradación del SoH en función de ciclos equivalentes entre el ciclo 0 y el ciclo 1000 para las estrategias AE, SSCC y HIB.

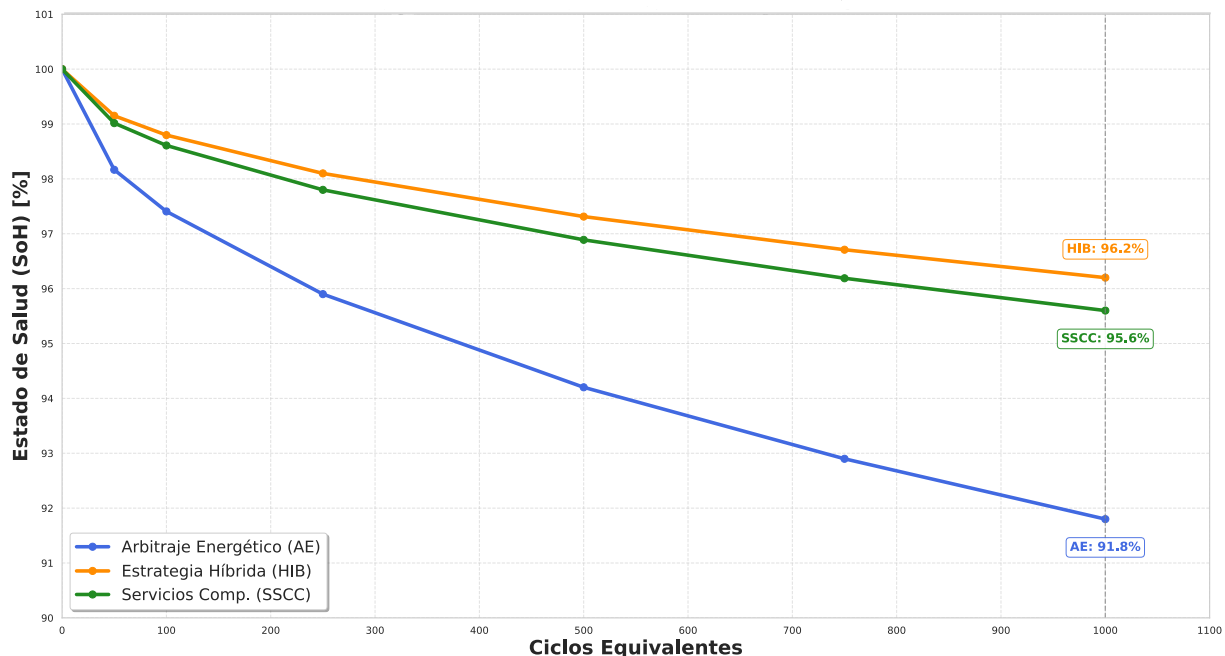


Fig. 4.16 Degradación de SoH versus Ciclos Equivalentes (0–1000) por Estrategia Operativa

La Fig. 4.16 muestra que, al completar 1000 ciclos equivalentes, la degradación difiere de forma marcada entre estrategias. HIB presenta el mayor SoH al cierre del intervalo, con 96,2 %, seguida de SSCC con 95,6 %, mientras que AE registra el menor valor con 91,8 %. Este resultado indica que, en el tramo inicial, donde la degradación es más sensible al patrón de operación, HIB reduce la pérdida de SoH respecto de AE y también conserva una ventaja frente a SSCC. En consecuencia, esta jerarquía refuerza el papel de HIB como estrategia de compromiso entre desempeño económico y uso del activo.

Para traducir el comportamiento de degradación a un horizonte temporal, se proyecta la evolución del SoH en función de los años de operación, con el fin de estimar el tiempo necesario para alcanzar 1000 ciclos equivalentes y el término de vida útil definido por el umbral EoL. Con este propósito, la Fig. 4.17 presenta la proyección de vida útil para AE, SSCC y HIB, mostrando el SoH normalizado en el tiempo e indicando tanto el punto asociado a 1000 ciclos equivalentes como el año en que cada estrategia alcanza el límite EoL de 70 %.

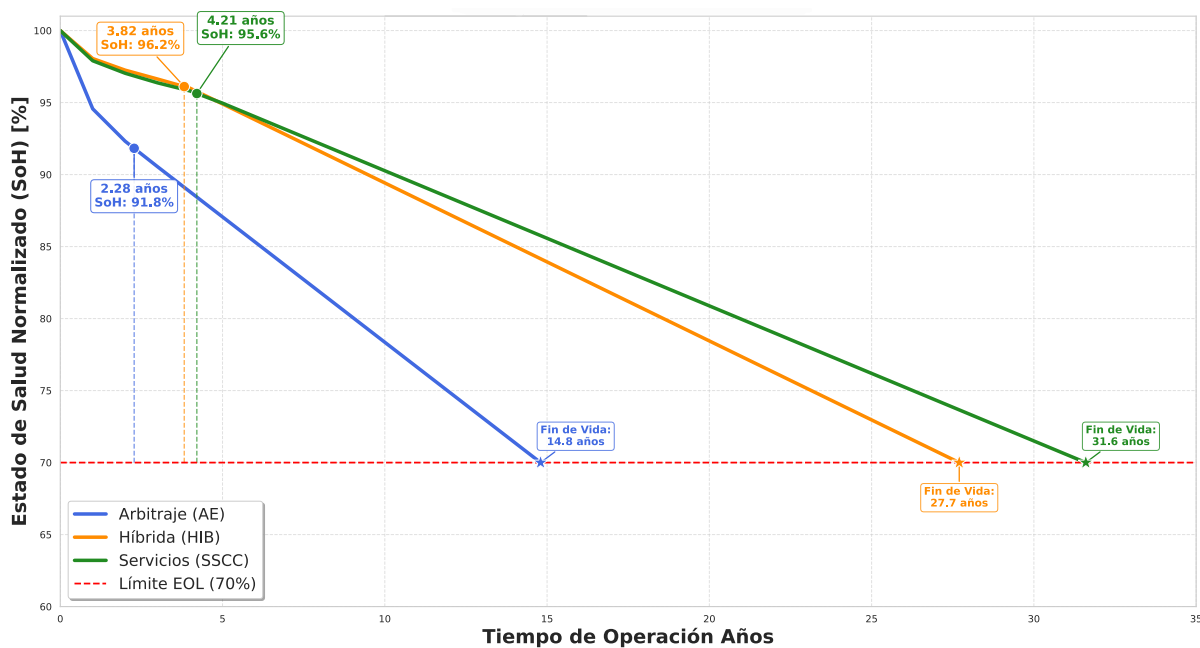


Fig. 4.17 Proyección de SoH en Años hasta EoL (70 %)

La Fig. 4.17 organiza la proyección en dos hitos: el tiempo para alcanzar 1000 ciclos equivalentes y el horizonte hasta EoL en 70 % de SoH. En el primer hito, el calendario queda determinado por el promedio de ciclos equivalentes diarios. En este tramo, HIB alcanza 1000 ciclos en 3,82 años con un SoH de 96,2 %, SSCC lo hace en 4,21 años con un SoH de 95,6 %, y AE en 2,28 años, consistente con su mayor nivel de ciclaje.

Superado el tramo inicial, se adopta una segunda etapa de degradación en la que la pérdida de SoH se aproxima de forma lineal con los ciclos equivalentes acumulados, desde el hito de 1000 ciclos

hasta EoL en 70 % de SoH. En esta etapa, la diferencia principal entre estrategias está dada por la rapidez con que acumulan ciclos equivalentes año a año. Por ello, AE alcanza EoL en 14,8 años, mientras SSCC y HIB se proyectan a 31,6 años y 27,7 años, respectivamente.

4.6.5 Costo de Oportunidad

El escenario con pago por costo de oportunidad permite evaluar cómo cambia el desempeño económico cuando se compensa la renuncia parcial al AE. El análisis se centra en SSCC y HIB, e incorpora además dos estrategias adaptativas basadas en un cambio planificado entre ambas modalidades.

Para fijar la base económica de este escenario, la Fig. 4.18 desagrega, para SSCC y HIB, el ingreso total de 2025 entre margen real y pago por costo de oportunidad, de modo que se distinga la fracción asociada a la operación efectiva de aquella explicada por la compensación.

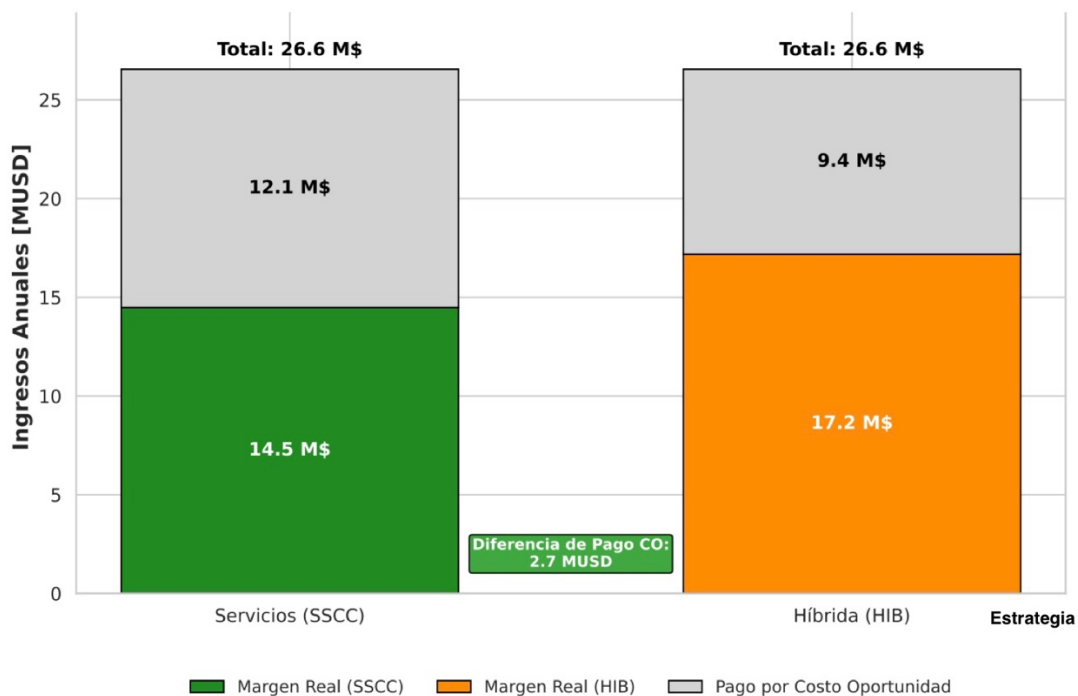


Fig. 4.18 Desglose de Ingresos 2025 con Pago por Costo de Oportunidad SSCC y HIB

La Fig. 4.18 muestra que HIB requiere un pago por costo de oportunidad menor que SSCC para alcanzar el mismo ingreso anual. Esto es consistente con su mayor margen real, explicado por la fracción de AE incorporada en la estrategia. En términos anuales, la diferencia entre ambas alternativas es de 2,7 MMUSD, lo que cuantifica el menor requerimiento de compensación al utilizar HIB en lugar de una operación basada solo en SSCC.

Para evaluar el efecto del pago por costo de oportunidad sobre la degradación y la vida útil cuando se permite cambiar de estrategia en el tiempo, se analizan dos estrategias adaptativas que combinan una fase inicial en HIB con una fase posterior en SSCC. Con este propósito, la Fig. 4.19 presenta la proyección del SoH en función de los años de operación para ambas alternativas, indicando el instante de cambio y el año en que se alcanza el umbral EoL de 70 %.

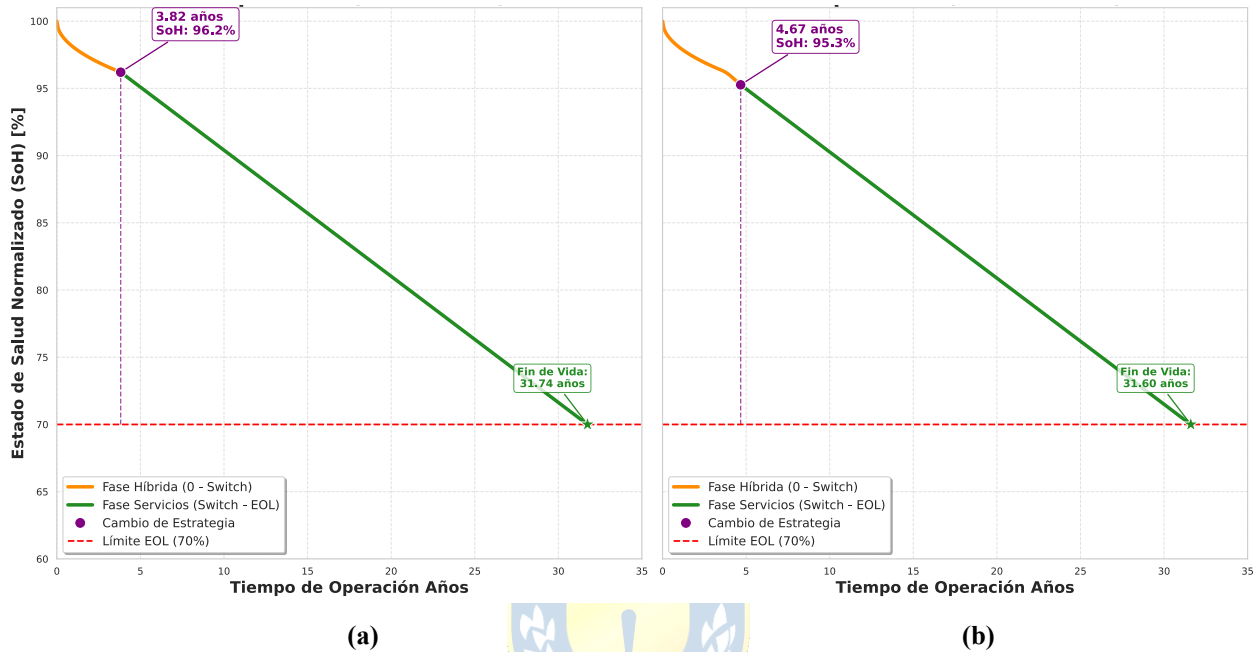


Fig. 4.19 Proyección de SoH en Años — Estrategias Adaptativas (a) Adaptativa 1; (b) Adaptativa 2

La Fig. 4.19 (a) muestra que la estrategia adaptativa 1 cambia de HIB a SSCC en 3,82 años, con un SoH de 96,2 %, y alcanza el EoL en 31,74 años. La Fig. 4.19 (b) muestra que la estrategia adaptativa 2 retrasa el cambio hasta 4,67 años, con un SoH de 95,3 %, y alcanza el EoL en 31,60 años.

La diferencia entre ambas estrategias radica en el momento de transición. La adaptativa 1 cambia antes y conserva un SoH más alto al inicio del tramo final, por lo que maximiza levemente la vida útil. La adaptativa 2 mantiene HIB por más tiempo, lo que reduce la exposición al pago por costo de oportunidad, aunque con una vida útil ligeramente menor. En conjunto, la Fig. 4.19 muestra que el cambio planificado entre HIB y SSCC permite ajustar el compromiso entre longevidad y compensación económica.

4.6.6 Análisis económico

La evaluación económica compara las estrategias a través de dos indicadores principales, el valor actual neto y la tasa interna de retorno, y complementa esta lectura con el aporte específico del

pago por costo de oportunidad en los casos donde este componente está presente. Para ello se consideran dos criterios de evaluación. El primero reconoce la potencia de suficiencia hasta 2034. El segundo extiende este reconocimiento hasta EoL e incorpora además la valorización económica del carbono evitado. Bajo este marco, el análisis permite distinguir tanto la creación de valor del proyecto como la rentabilidad relativa de cada alternativa.

Para evaluar la creación de valor, la Fig. 4.20 presenta el VAN por estrategia en los escenarios Sin CO y Con CO. La Fig. 4.20 (a) corresponde al escenario Sin CO y la Fig. 4.20 (b) al escenario Con CO.

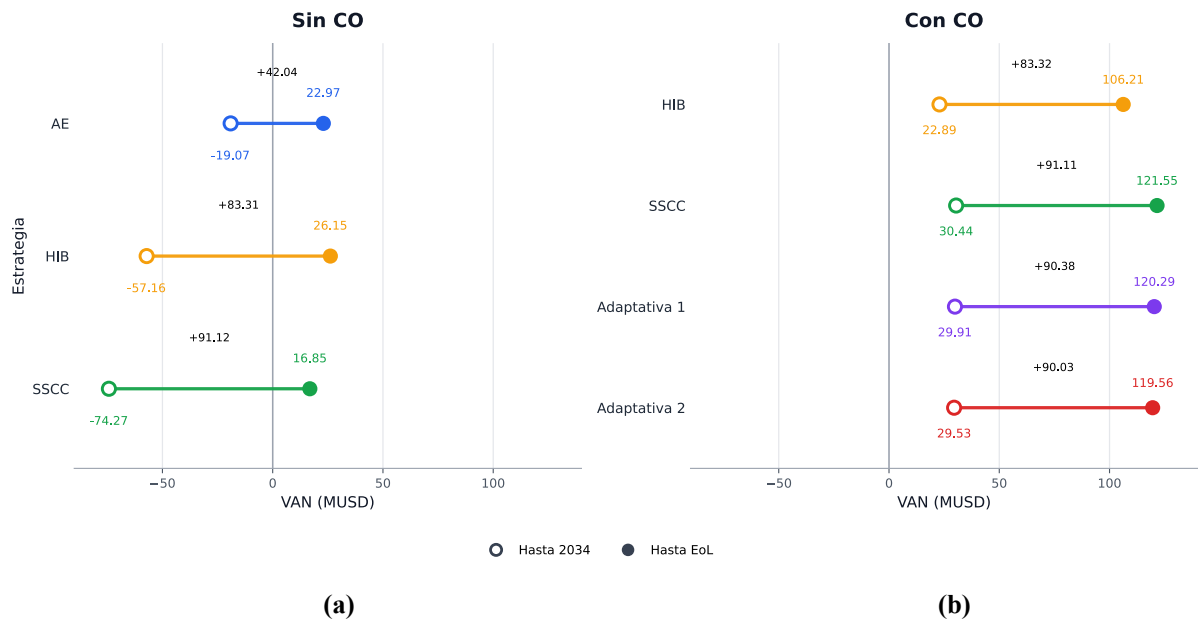


Fig. 4.20 VAN por estrategia y sensibilidad legislativa: (a) Sin CO; (b) Con CO.

En la Fig. 4.20 (a), el VAN en el escenario Sin CO depende del horizonte de evaluación. Hasta 2034, AE presenta el mayor VAN, porque combina el mayor margen con una estructura de costos más favorable. En este caso, el resultado está dominado por la captura de ingresos en los primeros años, por lo que la mayor degradación relativa de AE no alcanza a deteriorar su posición económica frente a las otras estrategias. Sin embargo, al extender la evaluación hasta EoL, HIB pasa a liderar, ya que la mayor vida útil permite capturar más ingresos por potencia de suficiencia y por carbono evitado. Por ello, sin pago por CO, AE resulta más conveniente en un horizonte corto, mientras que HIB toma ventaja cuando la evaluación incorpora toda la vida útil del sistema.

La Fig. 4.20 (b) muestra que esta relación cambia al incorporar el pago por CO. En este escenario, SSCC presenta el mayor VAN tanto hasta 2034 como hasta EoL, mientras que Adaptativa

1 y Adaptativa 2 quedan muy próximas entre sí, y HIB se ubica por debajo. Esto muestra que el CO modifica la jerarquía económica entre estrategias, ya que favorece a aquellas con mayor capacidad de capturar ingresos asociados a la provisión de SSCC. En consecuencia, una mayor vida útil no asegura, por sí sola, una mayor creación de valor. El resultado final también depende de cómo se remunera cada estrategia dentro del marco regulatorio y de qué componentes del ingreso logran capturarse efectivamente en cada caso.

Para complementar esta comparación, la Fig. 4.21 presenta la TIR por estrategia en los escenarios Sin CO y Con CO. La Fig. 4.21 (a) corresponde al escenario Sin CO y la Fig. 4.21 (b) al escenario Con CO.

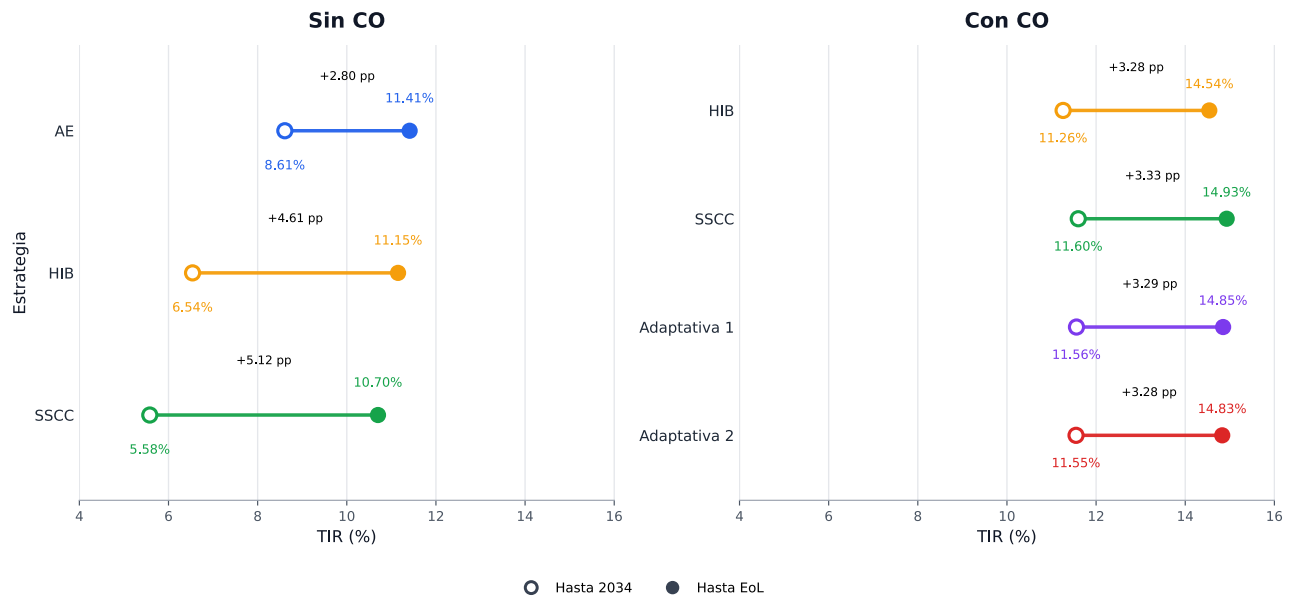


Fig. 4.21 TIR por estrategia y sensibilidad legislativa: (a) Sin CO; (b) Con CO.

En la Fig. 4.21 (a), la TIR en el escenario Sin CO también depende del horizonte de evaluación. Hasta 2034, ninguna estrategia supera la tasa de descuento real del 10 %, por lo que el proyecto no alcanza una condición atractiva en ese horizonte. Dentro de este grupo, AE presenta la mayor TIR, porque concentra una mayor proporción de sus ingresos en los primeros años y combina el mayor margen con una estructura de costos más favorable. Sin embargo, al extender la evaluación hasta EoL, las tres estrategias superan el 10 %, ya que la prolongación de la operación permite capturar ingresos adicionales durante un período más largo. En este escenario, AE mantiene la mayor TIR, seguido por HIB y luego SSCC, aunque las diferencias entre ellas se reducen. Por ello, sin pago por CO, la rentabilidad depende de incorporar la extensión hasta EoL y, aun así, la holgura sobre la tasa exigida sigue siendo limitada.

La Fig. 4.21 (b) muestra que esta relación cambia al incorporar el pago por CO. En este escenario, todas las estrategias superan el 10 % incluso hasta 2034 y, al extender la evaluación hasta EoL, convergen hacia valores cercanos a 15 %. Dentro de este grupo, SSCC presenta la mayor TIR en ambos horizontes, mientras que Adaptativa 1 y Adaptativa 2 quedan muy próximas entre sí, y HIB se ubica levemente por debajo. Esto muestra que el CO no solo mejora la rentabilidad del proyecto, sino que también cambia la jerarquía entre estrategias al favorecer aquellas con mayor capacidad de capturar ingresos asociados a la provisión de SSCC. En consecuencia, la viabilidad financiera no depende solo de extender la vida útil del BESS, sino también del marco de remuneración que define qué ingresos pueden sostenerse durante el horizonte evaluado.

Para aislar el efecto del pago por costo de oportunidad sobre el resultado económico, la Fig. 4.22 compara su magnitud entre las estrategias evaluadas, distinguiendo su valor nominal acumulado y su valor presente. Esto permite identificar cuánto del aumento observado en el escenario Con CO proviene directamente de este componente regulatorio.

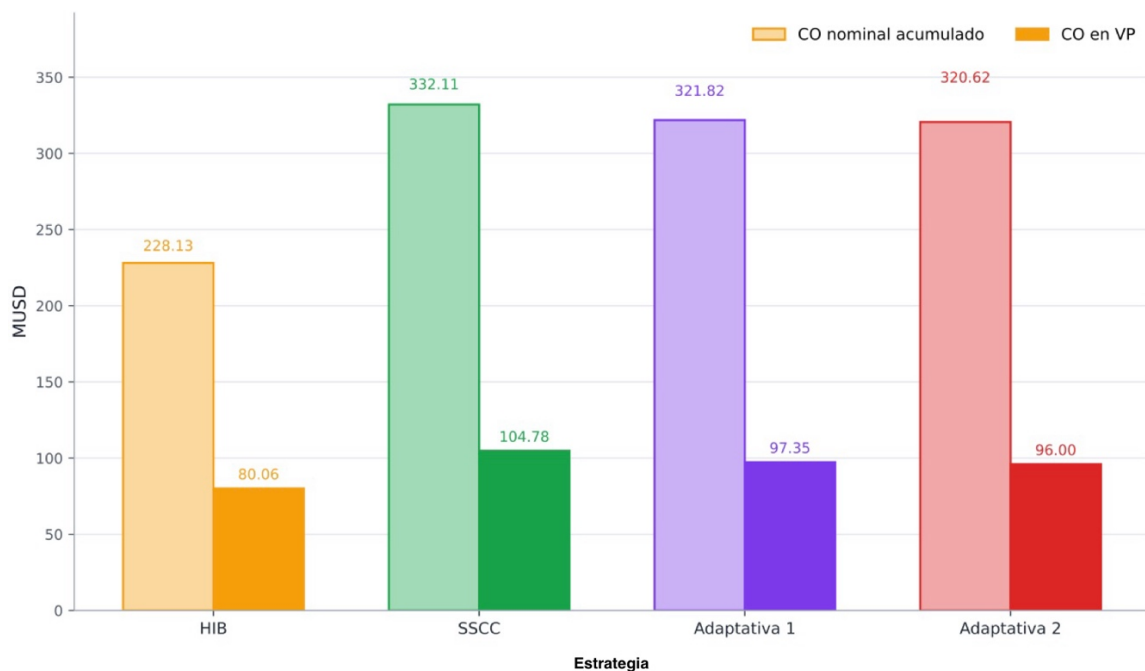


Fig. 4.22 Pago por CO bajo distintas estrategias operativas

La Fig. 4.22 muestra que la diferencia principal entre SSCC y Adaptativa 2 está en la magnitud del pago por costo de oportunidad. En términos nominales acumulados, SSCC recibe 332,11 MMUSD, mientras que Adaptativa 2 recibe 320,62 MMUSD, es decir, 11,49 MMUSD menos. En valor presente, la diferencia es mayor en términos económicos comparables, ya que SSCC alcanza 104,78 MMUSD y Adaptativa 2 96,00 MMUSD, lo que equivale a 8,78 MMUSD menos. Esto indica

que Adaptativa 2 logra un resultado económico muy cercano al de SSCC, pero requiriendo un menor pago por costo de oportunidad, que es precisamente uno de los objetivos de la estrategia adaptativa.

En conjunto, el análisis muestra que la conveniencia económica de las estrategias depende del criterio de ingresos considerado. Sin CO, AE presenta la mejor combinación de valor y rentabilidad. Con CO, las estrategias con mayor participación en SSCC pasan a liderar la comparación, mientras las alternativas adaptativas permiten aproximarse a ese desempeño con un menor requerimiento de compensación. Así, la decisión económica deja de depender solo del margen anual y pasa a definirse por el equilibrio entre valor, rentabilidad, vida útil y pago por costo de oportunidad.

4.7. Discusión

Los resultados del capítulo muestran una tensión central entre desempeño operativo y conveniencia económica. HIB mejora el comportamiento del BESS frente a AE, porque recentra el SoC, reduce la degradación y extiende la vida útil. Sin embargo, esa mejora técnica no garantiza por sí sola el mejor resultado económico. La conveniencia final depende no solo de cuánto dura el activo, sino también de la estructura de ingresos que captura cada estrategia y del momento en que esos flujos se reciben. Por eso AE sigue siendo fuerte cuando predominan los ingresos tempranos asociados al margen, mientras que HIB mejora su posición cuando la mayor vida útil adquiere más peso en la evaluación.

Esa tensión cambia según el marco de remuneración. En Sin CO, la comparación sigue dominada por la relación entre margen y degradación. En un horizonte corto, AE conserva ventaja porque su mayor margen pesa más que el beneficio de operar de forma más moderada. Al extender la evaluación hasta EoL, HIB logra transformar su menor degradación en una mejor creación de valor, lo que muestra que el beneficio técnico sí existe, pero solo se vuelve decisivo cuando el horizonte permite capturarlo económicamente. En Con CO, en cambio, la jerarquía cambia de forma más marcada: el resultado deja de depender principalmente del balance entre margen y vida útil, y pasa a estar determinado por la capacidad de capturar ingresos asociados a SSCC. Por eso, en este escenario, las estrategias con mayor participación en SSCC pasan a liderar, aunque no sean las que muestran el comportamiento operativo más centrado.

En consecuencia, la hipótesis no se confirma en su forma original. HIB sí mejora el uso técnico del BESS y reduce la degradación respecto de otras estrategias en la fase inicial, pero eso no basta para asegurar el mejor compromiso entre rentabilidad y vida útil frente a estrategias puras. El análisis muestra que ese compromiso está mediado por el horizonte de evaluación y, de forma decisiva, por la

regulación. En otras palabras, una mayor vida útil no se traduce automáticamente en una mayor creación de valor. Su efecto económico depende de si el sistema remunera principalmente margen, capacidad o provisión de SSCC. De esta manera, la estrategia más equilibrada en términos operativos no necesariamente es la dominante en términos económicos, porque el valor final del proyecto depende del marco regulatorio bajo el cual se evalúa.



5. Conclusiones

5.1. Sumario

El presente trabajo abordó la evaluación técnico-económica de la operación de un BESS de alta potencia en el SEN, en un contexto donde la operación del sistema no queda determinada solo por el CM, sino también por restricciones operativas, vertimientos, MT y SSCC. Bajo ese marco, el estudio se orientó a analizar de qué manera un mismo activo puede modificar su aporte al sistema y su desempeño económico según la estrategia operativa adoptada.

Para ello, se utilizó como caso de estudio el BESS del Desierto y se definieron, sobre una base común de datos y reglas operacionales explícitas, tres estrategias de operación: AE, SSCC y HIB. La comparación se estructuró con resolución temporal de 15 minutos para el año base 2025, empleando información del CEN y de la Plabcom, junto con métricas de margen, utilización de potencia, evolución del SoC y proyección a EoL, a partir del SoH.

Sobre esa base, el trabajo incorporó un modelo de degradación para baterías LFP y una proyección hasta el EoL, con el fin de evaluar no solo el desempeño anual de cada estrategia, sino también su efecto sobre la trayectoria operacional del activo. Adicionalmente, se desarrolló una evaluación económica mediante flujo de caja descontado, incorporando sensibilidades asociadas al CO₂, a la potencia de suficiencia y a la valorización económica del carbono evitado.

El alcance del estudio fue comparativo y aplicado a un caso real del SEN. Por lo mismo, la memoria no buscó resolver una cooptimización endógena entre energía y SSCC, sino establecer un marco consistente para contrastar estrategias de uso bajo un mismo conjunto de supuestos, restricciones y criterios de evaluación técnica y económica.

5.2. Conclusiones

Las conclusiones de este trabajo se sintetizan en los siguientes hallazgos principales:

- La dependencia de generación térmica asociada a la provisión de soporte operativo no se resuelve con un BESS operando solo en AE. En el SEN, la disminución del CM en horas de alta inyección renovable no elimina por sí sola los sobrecostos vinculados a MT y a la provisión de SSCC. En ese contexto, el valor sistémico de un BESS no depende únicamente de su capacidad de capturar diferenciales de precios, sino también de su capacidad de participar en esquemas de operación que aporten al soporte que el sistema requiere.

- En el caso de estudio, la estrategia HIB constituye una solución de compromiso técnico entre margen y vida útil. Frente a AE, HIB recentra el SoC, reduce la permanencia en zonas extremas de operación, modera la degradación inicial y extiende de manera importante la vida útil proyectada del BESS. Sin embargo, esa mejora técnica no la convierte automáticamente en la alternativa económicamente dominante, ya que su conveniencia depende del horizonte bajo el cual se evalúe el activo.
- La estrategia económicamente más conveniente no es única, sino que depende del horizonte operativo y del marco regulatorio considerado. Sin CO, AE mantiene ventaja por la captura temprana de ingresos. En cambio, al incorporar CO, cambian los incentivos y pasan a fortalecerse las estrategias con mayor participación en SSCC. Esto muestra que la conveniencia económica del BESS no queda definida solo por el margen anual, sino por la estructura de remuneración que sostiene sus flujos durante el horizonte evaluado.
- Dentro del escenario con CO, la Estrategia Adaptativa 2 cumple efectivamente su objetivo de reducir el requerimiento de compensación sin alejarse de manera relevante del desempeño económico de SSCC. En particular, alcanza un resultado cercano al de SSCC, pero con un pago acumulado por CO menor. Esto confirma que una transición planificada entre HIB y SSCC puede aproximarse al valor económico de una estrategia intensiva en SSCC, exigiendo una compensación regulatoria inferior.

5.3. Trabajos futuros

Los resultados obtenidos permiten identificar líneas de trabajo que podrían complementar y profundizar el análisis desarrollado. Entre las principales se proponen las siguientes:

- Desarrollar una estrategia HIB optimizada para la fase inicial de operación del BESS, con énfasis en los primeros 1000 CE, para evaluar si una gestión más eficiente entre AE y SSCC permite ampliar la ventaja técnica observada y mejorar su desempeño económico.
- Implementar la comparación de estrategias en una herramienta de cooptimización energética, incorporando restricciones operativas, trayectoria de SoC y degradación, con el fin de obtener una estimación económica más precisa bajo operación optimizada.
- Refinar el modelo de degradación para representar con mayor detalle el efecto de activaciones de SSCC, permanencia en rangos extremos de SoC y sesgos operativos acumulados, con el fin de reducir la incertidumbre en la proyección a EoL.

6. Referencias

- [1] J. Hurtado, “Análisis de metodología de remuneración de BESS en SSCC ¿reducirá los costos sistémicos? Agosto 2025 | Reporte Público.”
- [2] Ministerio de Energía (Gobierno de Chile), Planificación Energética de Largo Plazo: Informe Definitivo PELP 2023-2027, 22 abr. 2025.
- [3] Estudios Eléctricos S.A., “BESS del Desierto: Informe final – Mínimo Técnico,” Informe técnico EE-EN-2025-1129-RB, Rev. B, preparado para Atlas Renewable, Chile, 1 jul. 2025.
- [4] Y. Teng, W. Deng, W. Pei, Y. Li, L. Ding, and H. Ye, “Review on grid-forming converter control methods in high-proportion renewable energy power systems,” *Global Energy Interconnection*, vol. 5, no. 3, pp. 328–342, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.gloi.2022.06.010.
- [5] M. A. Ali, C. M. Da Silva, and C. H. Amon, “Multiscale Modelling Methodologies of Lithium-Ion Battery Aging: A Review of Most Recent Developments,” *Batteries*, vol. 9, no. 9, art. no. 434, Sep. 2023, doi: 10.3390/batteries9090434.
- [6] B. Ellis, C. White, and L. Swan, “Degradation of lithium-ion batteries that are simultaneously servicing energy arbitrage and frequency regulation markets,” *J. Energy Storage*, vol. 66, Aug. 2023, doi: 10.1016/j.est.2023.107409.
- [7] S. Samanta, B. Yang, and G.-S. Seo, “Stability Analysis of Power Systems with High Penetration of State-of-the-Art Inverter Technologies,” *Energies*, vol. 18, art. no. 3645, Jul. 2025, doi: 10.3390/en18143645.
- [8] V. Geekiyanage and J. Seppänen, “Power System Stability Improvements Through Grid Forming Inverters for Systems with High Penetration of Grid Following Inverters,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2024, doi: 10.1109/ISGTEUROPE62998.2024.10863434.
- [9] R. Soto-Valle and J. Usuba, “Wind Energy Curtailment: Historical Case Study,” Oct. 17, 2025, doi: 10.20944/preprints202510.1431.v1.
- [10] Climate Tracker, “Kimal – Lo Aguirre: la carretera eléctrica clave para la transición energética en Chile,” 1 feb. 2024. [En línea].
- [11] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA A.G.), “Boletín Estadísticas ACERA – Diciembre 2025: Figura 1 – Generación de energía SEN,” ene. 2026. [En línea].
- [12] Generadoras de Chile A.G., “Boletín Generadoras de Chile – Diciembre 2025,” ene. 2026. [En línea].
- [13] Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA A.G.), “Mapa ACERA – Catastro de sistemas de almacenamiento BESS ≥ 10 MW por región,” oct. 2025 [En línea].
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional – Capítulo de Programación de la Operación,” mar. 2025. [En línea].
- [15] Ministerio de Energía, “Decreto Supremo N° 125: Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional,” 2019, última modificación 5 jun. 2024. [En línea]. Disponible en Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- [16] Comisión Nacional de Energía, “Anexo Técnico: Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas,” aprobado mediante Resolución Exenta N° 494, sep. 2015. [En línea]. Disponible en Comisión Nacional de Energía.
- [17] Coordinador Eléctrico Nacional, “Documento Técnico Sistema de Medidas de Energía 2021,” nov. 2021. [En línea]. Disponible en medidas.coordinador.cl.
- [18] R. J. Marín Briceño, Evaluación técnica económica de la operación de un sistema de almacenamiento de energía como activo de transmisión en el Sistema Eléctrico Nacional, Memoria de título, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2020.

- [19] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Norma Técnica de Servicios Complementarios,” dic. 2019. [En línea].
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional, “INFORME GO-SEN N° 2/2020: Reglas de Operación SSCC en Tiempo Real,” Gerencia de Operación, dic. 2020. [En línea]. Disponible en Coordinador Eléctrico Nacional.
- [21] Coordinador Eléctrico Nacional, “Remuneración Nuevo Régimen SSCC: Servicios Subastados,” Subgerencia de Transacciones de Mercado, dic. 2020. [En línea]. Disponible en Coordinador Eléctrico Nacional.
- [22] Coordinador Eléctrico Nacional, “INFORME GO-SEN N° 1/2021: Reglas de Operación SSCC en Tiempo Real,” Gerencia de Operación, ene. 2021. [En línea]. Disponible en Coordinador Eléctrico Nacional.
- [23] Coordinador Eléctrico Nacional, “Presentación Jornadas SSCC: Reglas de Operación en Tiempo Real,” dic. 2019. [En línea]. Disponible en Coordinador Eléctrico Nacional.
- [24] B. Bahrani et al., “Grid-Forming Inverter-Based Resource Research Landscape: Understanding the Key Assets for Renewable-Rich Power Systems,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 22, no. 2, pp. 18–29, Mar. 2024, doi: 10.1109/MPE.2023.3343338.
- [25] S. Geng and I. A. Hiskens, “Dynamic Performance of Unified Grid-Forming/Following Inverter Control,” in 2022 58th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing (Allerton), IEEE, 2022, doi: 10.1109/Allerton49937.2022.9929391.
- [26] Comisión Nacional de Energía, “Informe definitivo: Estudio de definición de exigencias regulatorias necesarias para establecer niveles de inercia y potencia de cortocircuito eficientes para el Sistema Eléctrico Nacional,” ene. 2025. [En línea]. Disponible en Comisión Nacional de Energía.
- [27] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio Confiabilidad SEN: Reporte de operación sin carbón al 2030,” dic. 2024. [En línea]. Disponible en Coordinador Eléctrico Nacional.
- [28] J. S. Edge et al., “Lithium ion battery degradation: what you need to know,” Phys. Chem. Chem. Phys., vol. 23, pp. 8200–8221, 2021, doi: 10.1039/D1CP00359C.
- [29] S. E. J. O’Kane et al., “Lithium-ion battery degradation: how to model it,” Phys. Chem. Chem. Phys., vol. 24, no. 13, pp. 7909–7922, 2022, doi: 10.1039/D2CP00417H.
- [30] N. Collath, B. Tepe, S. Englberger, A. Jossen, and H. Hesse, “Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review,” J. Energy Storage, vol. 55, art. no. 105634, 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105634.
- [31] EVE Power Co., Ltd., “LF280K (3.2V 280Ah) Product Specification Version B,” product specification, Mar. 23, 2021.
- [32] Sungrow Power Supply Co., Ltd., “SC5000UD-MV-US-P3 MV Power Converter,” datasheet, 2025. [En línea].
- [33] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Resultado del Proceso de Verificación de Servicios Complementarios (SSCC) de Control Primario de Frecuencia, Control Terciario de Frecuencia y Control Secundario de Frecuencia e integración al Despacho Económico del BESS del Desierto,” carta DE 06126-25, Santiago, Chile, 30 sep. 2025.
- [34] República de Chile, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto N° 62: Aprueba Reglamento de Transferencias de Potencia Establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos,” 2006, última modificación por Decreto N° 70 del Ministerio de Energía, 5 jun. 2024. [En línea]. Disponible en Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- [35] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, “Aumento transitorio al impuesto a las emisiones para financiar el aumento de la cobertura del Subsidio Eléctrico,” Asesoría Técnica Parlamentaria, ene. 2025. [En línea].

- [36] Atlas Renewable Energy, “En tiempo récord: Atlas Renewable Energy cierra financiamiento por 289 millones de dólares para su primer proyecto de baterías BESS standalone,” comunicado de prensa, 13 ago. 2024.
- [37] GHD Pty Ltd, Benchmark Lithium BESS Costs: WEM Procedure – BRCP Update, prepared for The Economic Regulation Authority, 12 nov. 2025.
- [38] Comisión Nacional de Energía, “Aprueba Informe de Costos de Tecnologías de Generación y Almacenamiento, de mayo de 2024,” Resolución Exenta N° 279, 3 jun. 2024.
- [39] Comisión Nacional de Energía, “Aprueba Informe Técnico Definitivo de Determinación de Precios Estabilizados, de octubre de 2025,” Resolución Exenta N° 666, 30 oct. 2025.
- [40] A. A. Pesaran, “Supporting the Li-Ion Battery Supply Chain via PEV Battery Reuse,” conference presentation, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, Jul. 2021, NREL/PR-5700-79832.



A. Contexto Nacional BESS

Tabla A - 1: BESS ≥ 10 MW en operación

Central	Región	Potencia de Almacenamiento [MW]
BESS Angamos	Antofagasta	20,00
BESS Capricornio	Antofagasta	48,00
BESS Cochrane	Antofagasta	20,00
BESS Los Andes	Antofagasta	12,00
BESS PFV Andes Solar IIA	Antofagasta	80,00
BESS PFV Coya	Antofagasta	137,38
BESS PFV Nuevo Quillagua	Antofagasta	95,00
BESS PFV Tamaya Solar	Antofagasta	68,20
BESS del Desierto	Antofagasta	198,84
BESS PFV Salvador	Atacama	50,00
BESS PFV Solar San Andrés	Atacama	35,61
BESS PE La Cabaña Etapa 1	La Araucanía	35,30
BESS PE La Cabaña Etapa 2	La Araucanía	34,23
BESS ALFALFAL	Metropolitana	49,91
BESS ALFALFAL 10 MW	Metropolitana	10,00
BESS PFV Don Humberto	Metropolitana	60,69
BESS PFV El Manzano	Metropolitana	60,23

Tabla A - 2: BESS ≥ 10 MW proyectados

Central	Estado	Región	Potencia de almacenamiento [MW]
BESS Arena	En Construcción	Antofagasta	220,00
BESS Arenales	En Construcción	Antofagasta	300,00
BESS Azabache	En Construcción	Antofagasta	58,10
BESS Bolero	En Pruebas	Antofagasta	146,00
BESS DUNE	En Construcción	Antofagasta	306,30
BESS Elena Fase I	En Construcción	Antofagasta	430,00
BESS Estepa II	En Construcción	Antofagasta	230,00
BESS Kallpa	En Construcción	Antofagasta	57,00
BESS Las Salinas	En Construcción	Antofagasta	200,00
BESS Lile	En Construcción	Antofagasta	140,00
BESS PE Pampa	Aprobado	Antofagasta	126,00
Fidelia Etapa 1			
BESS PE Pampa	Aprobado	Antofagasta	180,00
Fidelia Etapa 2			
BESS PFV de Generación Solar SpA	En Pruebas	Antofagasta	60,50
BESS Subestación Eléctrica El Tesoro, Ríos de Tudela	En Calificación	Antofagasta	50,00
BESS Subestación Eléctrica Los	En Calificación	Antofagasta	225,00

Changos, Ríos de Ribagorda			
BESS Águila Mora	En Calificación	Antofagasta	300,00
BESS Taira	En Construcción	Antofagasta	124,00
BESS Tocopilla	En Pruebas	Antofagasta	116,00
BESS Arica II	En Construcción	Arica y Parinacota	30,00
BESS Chaca	En Construcción	Arica y Parinacota	228,00
BESS Halcón 14	Aprobado	Arica y Parinacota	30,00
BESS Halcón 7	Aprobado	Arica y Parinacota	17,00
BESS Black	En Calificación	Arica y Parinacota	350,00
BESS Chungará	En Calificación	Arica y Parinacota	50,00
BESS Willka	En Construcción	Arica y Parinacota	61,00
BESS Diego de Almagro Sur II	En Construcción	Atacama	228,00
BESS II Salvador	En Construcción	Atacama	20,00
BESS II San Andrés	En Construcción	Atacama	42,00
BESS Halcón 10	Aprobado	Atacama	55,00
BESS Halcón 3	Aprobado	Atacama	65,00
BESS Halcón 4	Aprobado	Atacama	100,00
BESS Halcón 8	Aprobado	Atacama	25,00
BESS Halcón de Almagro	Aprobado	Atacama	64,00
BESS Lena	En Calificación	Atacama	300,00
BESS Lena	En Calificación	Atacama	300,00
BESS Sistema Cálce	Aprobado	Atacama	105,00
BESS Halcón 5	En Calificación	Atacama	60,00
BESS Mila	En Calificación	Atacama	150,00
BESS Mila	En Calificación	Atacama	150,00
BESS Chaguales	En Calificación	Atacama	80,00
BESS Pueblo Hundido	Aprobado	Atacama	405,00
BESS GAIA	En Calificación	Atacama	200,00
BESS Kronos	En Calificación	Atacama	180,00
BESS Los Loros	En Construcción	Atacama	46,00
BESS Luz del Norte	En Construcción	Atacama	141,00
BESS Desierto de Atacama	En Pruebas	Atacama	110,00
BESS Alianza	Aprobado	Atacama	90,00
BESS Freirina	En Calificación	Atacama	100,00
BESS Águila Andina	En Calificación	Atacama	200,00
BESS Troya	Aprobado	Atacama	200,00
BESS Sol de Los Andes	En Construcción	Atacama	89,70
BESS Tamarico 33kV	En Construcción	Atacama	90,00
BESS Doña Antonia 33kV	En Construcción	Coquimbo	47,00
BESS El Pelicano	En Construcción	Coquimbo	50,00
BESS Halcón 13	Aprobado	Coquimbo	52,00
BESS Halcón 15	Aprobado	Coquimbo	12,00
BESS Halcón 9	Aprobado	Coquimbo	69,00

BESS Planta de Almacenamiento de Energía HUAÑIL	En Calificación	Coquimbo	200,00
BESS Punta de Talca	En Construcción	Coquimbo	60,00
BESS Camarones	En Calificación	Coquimbo	200,00
BESS Las Cañas	En Calificación	Coquimbo	400,00
BESS Volcán Sollipulli	Aprobado	De los Lagos	40,00
BESS El Molino	En Calificación	De los Lagos	300,00
BESS Apacheta	En Calificación	De los Ríos	40,00
BESS Lucero y Línea de Transmisión 66 kV	En Calificación	De Ñuble	95,00
BESS El Destello	En Calificación	De Ñuble	20,00
BESS Charruana	Aprobado	Del Biobío	200,00
BESS Gran Teno	En Construcción	Del Maule	200,00
BESS transmisión Yate	Aprobado	Del Maule	40,00
BESS Volcán Melimoyu	Aprobado	Del Maule	40,00
BESS Altair	Aprobado	Del Maule	316,00
BESS Sistema Elara	En Calificación	Gral. Bdo O'higgins	90,00
BESS Ollague	Aprobado	Gral. Bdo O'higgins	40,00
BESS Volcán Hudson	Aprobado	Gral. Bdo O'higgins	40,00
BESS Volcán Isluga	Aprobado	Gral. Bdo O'higgins	40,00
BESS Volcán Mentolat	Aprobado	Gral. Bdo O'higgins	40,00
BESS Algol	En Calificación	Gral. Bdo O'higgins	65,00
BESS Argos	En Calificación	Gral. Bdo O'higgins	80,00
BESS Dorado	Aprobado	Gral. Bdo O'higgins	60,00
BESS Medialuna	Aprobado	Gral. Bdo O'higgins	66,05
BESS Remanso	En Calificación	Gral. Bdo O'higgins	150,00
BESS Volcán Lanin	Aprobado	La Araucanía	40,00
BESS Aumento de Inyección y Retiro desde la Red VR1 y VR2	En Construcción	Metropolitana	60,00
BESS Metropolitana	En Calificación	Metropolitana	333,00
BESS Melipilla	En Calificación	Metropolitana	120,00
BESS Libélula	En Construcción	Metropolitana	199,20
BESS Santa Marta	En Construcción	Metropolitana	10,00
BESS Paicaví	En Calificación	Metropolitana	150,00
BESS Polpaico	En Calificación	Metropolitana	300,00
BESS Estela	En Construcción	Tarapacá	187,00
BESS Huatacondo	En Pruebas	Tarapacá	98,00
BESS Halcón 2	Aprobado	Tarapacá	57,00
BESS Halcón 20	Aprobado	Tarapacá	300,00
BESS Línea de Transmisión Tambillo	Aprobado	Tarapacá	460,00

BESS PFV Granja Solar	En Construcción	Tarapacá	105,00
BESS Subestación Eléctrica Nueva Pozo Almonte, Ríos de Ondarreta	Aprobado	Tarapacá	125,00
BESS Halcón 6	Aprobado	Valparaíso	26,00
BESS Atardecer	En Calificación	Valparaíso	150,00
BESS Beltrán	En Calificación	Valparaíso	150,00
BESS Kanut	En Calificación	Valparaíso	381,00
BESS Polaris	Aprobado	Valparaíso	381,20
BESS San Rafael	Aprobado	Valparaíso	90,00
BESS La Isla	En Calificación	Valparaíso	250,00



B. Margen Bruto sin pago CO

Tabla B - 1: Margen Bruto sin pago de CO de AE

Año fin	SoH cierre (%)	Margen bruto anual (MMUSD/año)
1,0	94,57	26,650000
2,0	92,31	26,650000
3,0	90,54	26,643085
4,0	88,80	26,310917
5,0	87,06	25,800142
6,0	85,32	25,289366
7,0	83,58	24,778591
8,0	81,84	24,267815
9,0	80,10	23,757040
10,0	78,36	23,246265
11,0	76,61	22,735489
12,0	74,87	22,224714
13,0	73,13	21,713938
14,0	71,39	21,203163
14,8	70,00	16,594772

Tabla B - 2: Margen Bruto sin pago de CO de SSCC

Año fin	SoH cierre (%)	Margen bruto anual (MMUSD/año)
1,0	97,90	15,342027
2,0	97,04	15,342027
3,0	96,37	15,342027
4,0	95,80	15,342027
5,0	94,96	15,342027
6,0	94,02	15,342027
7,0	93,08	15,342027
8,0	92,14	15,342027
9,0	91,20	15,342027
10,0	90,27	15,314077
11,0	89,33	15,170619
12,0	88,39	15,014429
13,0	87,45	14,858239
14,0	86,51	14,702049

15,0	85,57	14,545859
16,0	84,64	14,389669
17,0	83,70	14,233479
18,0	82,76	14,077289
19,0	81,82	13,921099
20,0	80,88	13,764909
21,0	79,95	13,608719
22,0	79,01	13,452530
23,0	78,07	13,296340
24,0	77,13	13,140150
25,0	76,19	12,983960
26,0	75,25	12,827770
27,0	74,32	12,671580
28,0	73,38	12,515390
29,0	72,44	12,359200
30,0	71,50	12,203010
31,0	70,56	12,046820
31,6	70,00	7,153121

Tabla B - 3: Margen Bruto sin pago de CO de HIB

Año fin	SoH cierre (%)	Margen bruto anual (MMUSD/año)
1,0	98,06	17,772066
2,0	97,25	17,772066
3,0	96,63	17,772066
4,0	96,00	17,772066
5,0	94,91	17,772066
6,0	93,81	17,772066
7,0	92,71	17,772066
8,0	91,61	17,772066
9,0	90,52	17,763417
10,0	89,42	17,605739
11,0	88,32	17,393137
12,0	87,23	17,180535
13,0	86,13	16,967934

14,0	85,03	16,755332
15,0	83,93	16,542730
16,0	82,84	16,330128
17,0	81,74	16,117526
18,0	80,64	15,904925
19,0	79,55	15,692323
20,0	78,45	15,479721
21,0	77,35	15,267119
22,0	76,25	15,054517
23,0	75,16	14,841916
24,0	74,06	14,629314
25,0	72,96	14,416712
26,0	71,87	14,204110
27,0	70,77	13,991508
27,7	70,00	9,667558



C. Margen Bruto con pago CO

Tabla C - 1: Margen Bruto con pago de CO de SSCC

Año fin	Modo	SoH	Margen sin CO	Pago CO	Margen total con CO
1.00	SSCC	97.90	15.342027	11.307973	26.650000

2.00	SSCC	97.04	15.342027	11.307973	26.650000
3.00	SSCC	96.37	15.342027	11.307973	26.650000
4.00	SSCC	95.80	15.342027	11.307973	26.650000
5.00	SSCC	94.96	15.342027	11.307973	26.650000
6.00	SSCC	94.02	15.342027	11.307973	26.650000
7.00	SSCC	93.08	15.342027	11.307973	26.650000
8.00	SSCC	92.14	15.342027	11.307308	26.649336
9.00	SSCC	91.20	15.342027	11.303636	26.645663
10.00	SSCC	90.27	15.314077	11.277465	26.591542
11.00	SSCC	89.33	15.170619	11.241476	26.412095
12.00	SSCC	88.39	15.014429	11.176133	26.190562
13.00	SSCC	87.45	14.858239	11.056387	25.914626
14.00	SSCC	86.51	14.702049	10.936641	25.638690
15.00	SSCC	85.57	14.545859	10.816894	25.362753
16.00	SSCC	84.64	14.389669	10.700084	25.089753
17.00	SSCC	83.70	14.233479	10.580338	24.813817
18.00	SSCC	82.76	14.077289	10.460591	24.537880
19.00	SSCC	81.82	13.921099	10.340845	24.261944
20.00	SSCC	80.88	13.764909	10.221099	23.986008
21.00	SSCC	79.95	13.608719	10.104288	23.713008
22.00	SSCC	79.01	13.452530	9.984542	23.437072
23.00	SSCC	78.07	13.296340	9.865282	23.161622
24.00	SSCC	77.13	13.140150	9.747113	22.887262
25.00	SSCC	76.19	12.983960	9.628239	22.612198
26.00	SSCC	75.25	12.827770	9.508493	22.336263
27.00	SSCC	74.32	12.671580	9.391682	22.063262
28.00	SSCC	73.38	12.515390	9.271935	21.787325
29.00	SSCC	72.44	12.359200	9.152189	21.511389
30.00	SSCC	71.50	12.203010	9.032443	21.235453
31.00	SSCC	70.56	12.046820	8.912697	20.959517
31.60	SSCC	70.00	7.153121	5.304815	12.457936

Tabla C - 2: Margen Bruto con pago de CO de HIB

Año fin	Modo	SoH	Margen sin CO	Pago CO	Margen total con CO
----------------	-------------	------------	----------------------	----------------	----------------------------

1.00	HIB	98.06	17.772066	8.877934	26.650000
2.00	HIB	97.25	17.772066	8.877934	26.650000
3.00	HIB	96.63	17.772066	8.877934	26.650000
4.00	HIB	96.00	17.772066	8.877934	26.650000
5.00	HIB	94.91	17.772066	8.877934	26.650000
6.00	HIB	93.81	17.772066	8.877934	26.650000
7.00	HIB	92.71	17.772066	8.877934	26.650000
8.00	HIB	91.61	17.772066	8.875199	26.647265
9.00	HIB	90.52	17.763417	8.875850	26.639267
10.00	HIB	89.42	17.605739	8.823537	26.429276
11.00	HIB	88.32	17.393137	8.776876	26.170014
12.00	HIB	87.23	17.180535	8.669510	25.850045
13.00	HIB	86.13	16.967934	8.559207	25.527141
14.00	HIB	85.03	16.755332	8.448905	25.204237
15.00	HIB	83.93	16.542730	8.338603	24.881333
16.00	HIB	82.84	16.330128	8.231236	24.561364
17.00	HIB	81.74	16.117526	8.120934	24.238460
18.00	HIB	80.64	15.904925	8.010632	23.915556
19.00	HIB	79.55	15.692323	7.903265	23.595588
20.00	HIB	78.45	15.479721	7.792963	23.272684
21.00	HIB	77.35	15.267119	7.684355	22.951474
22.00	HIB	76.25	15.054517	7.575294	22.629811
23.00	HIB	75.16	14.841916	7.467928	22.309843
24.00	HIB	74.06	14.629314	7.357625	21.986939
25.00	HIB	72.96	14.416712	7.247323	21.664035
26.00	HIB	71.87	14.204110	7.139956	21.344066
27.00	HIB	70.77	13.991508	7.031604	21.023112
27.70	HIB	70.00	9.667558	4.869030	14.536588

Tabla C - 3: Margen Bruto con pago de CO de Adaptativa 1

Año fin	Modo	SoH	Margen sin CO	Pago CO	Margen total con CO
1.00	HIB	98.06	17.772066	8.877934	26.650000
2.00	HIB	97.25	17.772066	8.877934	26.650000
3.00	HIB	96.63	17.772066	8.877934	26.650000

4.00	HIB/SSCC	96.03	17.351438	9.298562	26.650000
5.00	SSCC	95.09	15.342027	11.307973	26.650000
6.00	SSCC	94.15	15.342027	11.307973	26.650000
7.00	SSCC	93.22	15.342027	11.307973	26.650000
8.00	SSCC	92.28	15.342027	11.307855	26.649883
9.00	SSCC	91.34	15.342027	11.304183	26.646210
10.00	SSCC	90.40	15.325882	11.290477	26.616359
11.00	SSCC	89.46	15.193208	11.243703	26.436912
12.00	SSCC	88.53	15.037018	11.194640	26.231659
13.00	SSCC	87.59	14.880828	11.074894	25.955723
14.00	SSCC	86.65	14.724639	10.955148	25.679787
15.00	SSCC	85.71	14.568449	10.835402	25.403850
16.00	SSCC	84.77	14.412259	10.715655	25.127914
17.00	SSCC	83.83	14.256069	10.595909	24.851978
18.00	SSCC	82.90	14.099879	10.479099	24.578977
19.00	SSCC	81.96	13.943689	10.359352	24.303041
20.00	SSCC	81.02	13.787499	10.239606	24.027105
21.00	SSCC	80.08	13.631309	10.119860	23.751169
22.00	SSCC	79.14	13.475119	10.000114	23.475233
23.00	SSCC	78.20	13.318929	9.880636	23.199565
24.00	SSCC	77.27	13.162739	9.765385	22.928125
25.00	SSCC	76.33	13.006549	9.646746	22.653295
26.00	SSCC	75.39	12.850360	9.527000	22.377359
27.00	SSCC	74.45	12.694170	9.407254	22.101423
28.00	SSCC	73.51	12.537980	9.287507	21.825487
29.00	SSCC	72.58	12.381790	9.170696	21.552486
30.00	SSCC	71.64	12.225600	9.050950	21.276550
31.00	SSCC	70.70	12.069410	8.931204	21.000614
31.74	SSCC	70.00	8.932891	6.543103	15.475994

Tabla C - 4: Margen Bruto con pago de CO de Adaptativa 2

Año fin	Modo	SoH	Margen sin CO	Pago CO	Margen total con CO
1.00	HIB	98.06	17.772066	8.877934	26.650000
2.00	HIB	97.25	17.772066	8.877934	26.650000

3.00	HIB	96.63	17.772066	8.877934	26.650000
4.00	HIB	96.00	17.772066	8.877934	26.650000
5.00	HIB/SSCC	94.96	17.075409	9.574591	26.650000
6.00	SSCC	94.02	15.342027	11.307973	26.650000
7.00	SSCC	93.08	15.342027	11.307973	26.650000
8.00	SSCC	92.14	15.342027	11.307308	26.649336
9.00	SSCC	91.20	15.342027	11.303636	26.645663
10.00	SSCC	90.27	15.314077	11.277465	26.591542
11.00	SSCC	89.33	15.170619	11.241476	26.412095
12.00	SSCC	88.39	15.014429	11.176133	26.190562
13.00	SSCC	87.45	14.858239	11.056387	25.914626
14.00	SSCC	86.51	14.702049	10.936641	25.638690
15.00	SSCC	85.57	14.545859	10.816894	25.362753
16.00	SSCC	84.64	14.389669	10.700084	25.089753
17.00	SSCC	83.70	14.233479	10.580338	24.813817
18.00	SSCC	82.76	14.077289	10.460591	24.537880
19.00	SSCC	81.82	13.921099	10.340845	24.261944
20.00	SSCC	80.88	13.764909	10.221099	23.986008
21.00	SSCC	79.95	13.608719	10.104288	23.713008
22.00	SSCC	79.01	13.452530	9.984542	23.437072
23.00	SSCC	78.07	13.296340	9.865282	23.161622
24.00	SSCC	77.13	13.140150	9.747113	22.887262
25.00	SSCC	76.19	12.983960	9.628239	22.612198
26.00	SSCC	75.25	12.827770	9.508493	22.336263
27.00	SSCC	74.32	12.671580	9.391682	22.063262
28.00	SSCC	73.38	12.515390	9.271935	21.787325
29.00	SSCC	72.44	12.359200	9.152189	21.511389
30.00	SSCC	71.50	12.203010	9.032443	21.235453
31.00	SSCC	70.56	12.046820	8.912697	20.959517
31.60	SSCC	70.00	7.191079	5.304815	12.495894

D. Potencia de Suficiencia

Tabla D - 1: Potencia de Suficiencia de AE

Año	SoH (%)	Energía bruta (MWh)	Energía útil declarable (MWh)	Potencia (MW)	Horas	% reconocimiento	Ganancia anual (MMUSD/año)	Observación
0,00	100,00	880,64	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
1,00	96,40	848,97	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
2,00	92,80	817,30	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
3,00	90,50	797,39	797,39	199,454	4,00	98.00%	20.69	Horas reducidas por degradación
4,00	88,80	782,05	782,05	199,454	3,92	96.96%	20.47	Horas reducidas por degradación
5,00	87,10	766,72	766,72	199,454	3,84	95.92%	20.25	Horas reducidas por degradación
6,00	85,30	751,39	751,39	199,454	3,77	95.01%	20.05	Horas reducidas por degradación
7,00	83,60	736,05	736,05	199,454	3,69	93.97%	19.84	Horas reducidas por degradación
8,00	81,80	720,72	720,72	199,454	3,61	92.93%	19.62	Horas reducidas por degradación
9,00	80,10	705,38	705,38	199,454	3,54	92.02%	19.42	Horas reducidas por degradación
10,00	78,40	690,05	690,05	199,454	3,46	90.98%	19.20	Horas reducidas por degradación
11,00	76,60	674,72	674,72	199,454	3,38	89.94%	18.98	Horas reducidas por degradación
12,00	74,90	659,38	659,38	199,454	3,31	89.03%	18.79	Horas reducidas por degradación
13,00	73,10	644,05	644,05	199,454	3,23	87.99%	18.57	Horas reducidas por degradación
14,00	71,40	628,72	628,72	199,454	3,15	86.95%	18.35	Horas reducidas por degradación
14,80	70,00	616,45	616,45	199,454	3,09	86.17%	18.19	EoL 70% SoH

Tabla D - 2: Potencia de Suficiencia de HIB

Año	SoH (%)	Energía bruta (MWh)	Energía útil declarable (MWh)	Potencia (MW)	Horas	% reconocimiento	Ganancia anual (MMUSD/año)	Observación
-----	---------	---------------------	-------------------------------	---------------	-------	------------------	----------------------------	-------------

0,00	100,00	880,64	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
1,00	99,00	871,88	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
2,00	98,00	863,12	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
3,00	97,00	854,36	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
4,00	96,00	845,44	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
5,00	94,90	835,77	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
6,00	93,80	826,11	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
7,00	92,70	816,45	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
8,00	91,60	806,79	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
9,00	90,50	797,13	797,13	199,454	4,00	98.00%	20.69	Horas reducidas por degradación
10,00	89,40	787,46	787,46	199,454	3,95	97.35%	20.55	Horas reducidas por degradación
11,00	88,30	777,80	777,80	199,454	3,90	96.70%	20.42	Horas reducidas por degradación
12,00	87,20	768,14	768,14	199,454	3,85	96.05%	20.28	Horas reducidas por degradación
13,00	86,10	758,48	758,48	199,454	3,80	95.40%	20.14	Horas reducidas por degradación
14,00	85,00	748,82	748,82	199,454	3,75	94.75%	20.00	Horas reducidas por degradación
15,00	83,90	739,15	739,15	199,454	3,71	94.23%	19.89	Horas reducidas por degradación
16,00	82,80	729,49	729,49	199,454	3,66	93.58%	19.75	Horas reducidas por degradación
17,00	81,70	719,83	719,83	199,454	3,61	92.93%	19.62	Horas reducidas por degradación
18,00	80,60	710,17	710,17	199,454	3,56	92.28%	19.48	Horas reducidas por degradación
19,00	79,50	700,51	700,51	199,454	3,51	91.63%	19.34	Horas reducidas por degradación
20,00	78,40	690,85	690,85	199,454	3,46	90.98%	19.20	Horas reducidas por degradación
21,00	77,40	681,18	681,18	199,454	3,42	90.46%	19.09	Horas reducidas por degradación

22,00	76,30	671,52	671,52	199,454	3,37	89.81%	18.95	Horas reducidas por degradación
23,00	75,20	661,86	661,86	199,454	3,32	89.16%	18.82	Horas reducidas por degradación
24,00	74,10	652,20	652,20	199,454	3,27	88.51%	18.68	Horas reducidas por degradación
25,00	73,00	642,54	642,54	199,454	3,22	87.86%	18.54	Horas reducidas por degradación
26,00	71,90	632,87	632,87	199,454	3,17	87.21%	18.41	Horas reducidas por degradación
27,00	70,80	623,21	623,21	199,454	3,12	86.56%	18.27	Horas reducidas por degradación
27,70	70,00	616,45	616,45	199,454	3,09	86.17%	18.19	EoL 70% SoH

Tabla D - 4: Potencia de Suficiencia de SSCC

Año	SoH (%)	Energía bruta (MWh)	Energía útil declarable (MWh)	Potencia (MW)	Horas	% reconocimiento	Ganancia anual (MMUSD/año)	Observación
0,00	100,00	880,00	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
1,00	99,00	870,80	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
2,00	97,90	861,61	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
3,00	96,90	852,41	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
4,00	95,80	843,21	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
5,00	94,90	834,78	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
6,00	93,90	826,56	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
7,00	93,00	818,33	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
8,00	92,10	810,11	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
9,00	91,10	801,88	800,00	199,454	4,01	98.02%	20.69	4 h sostenidas con buffer
10,00	90,20	793,66	793,66	199,454	3,98	97.74%	20.64	Horas reducidas por degradación
11,00	89,30	785,43	785,43	199,454	3,94	97.22%	20.53	Horas reducidas por degradación
12,00	88,30	777,21	777,21	199,454	3,90	96.70%	20.42	Horas reducidas por degradación

13,00	87,40	768,98	768,98	199,454	3,86	96.18%	20.31	Horas reducidas por degradación
14,00	86,40	760,76	760,76	199,454	3,81	95.53%	20.17	Horas reducidas por degradación
15,00	85,50	752,53	752,53	199,454	3,77	95.01%	20.06	Horas reducidas por degradación
16,00	84,60	744,31	744,31	199,454	3,73	94.49%	19.95	Horas reducidas por degradación
17,00	83,60	736,08	736,08	199,454	3,69	93.97%	19.84	Horas reducidas por degradación
18,00	82,70	727,86	727,86	199,454	3,65	93.45%	19.73	Horas reducidas por degradación
19,00	81,80	719,63	719,63	199,454	3,61	92.93%	19.62	Horas reducidas por degradación
20,00	80,80	711,41	711,41	199,454	3,57	92.41%	19.51	Horas reducidas por degradación
21,00	79,90	703,18	703,18	199,454	3,53	91.89%	19.40	Horas reducidas por degradación
22,00	79,00	694,96	694,96	199,454	3,48	91.24%	19.26	Horas reducidas por degradación
23,00	78,00	686,73	686,73	199,454	3,44	90.72%	19.15	Horas reducidas por degradación
24,00	77,10	678,51	678,51	199,454	3,40	90.20%	19.04	Horas reducidas por degradación
25,00	76,20	670,28	670,28	199,454	3,36	89.68%	18.93	Horas reducidas por degradación
26,00	75,20	662,06	662,06	199,454	3,32	89.16%	18.82	Horas reducidas por degradación
27,00	74,30	653,83	653,83	199,454	3,28	88.64%	18.71	Horas reducidas por degradación
28,00	73,40	645,61	645,61	199,454	3,24	88.12%	18.60	Horas reducidas por degradación
29,00	72,40	637,38	637,38	199,454	3,20	87.60%	18.49	Horas reducidas por degradación
30,00	71,50	629,16	629,16	199,454	3,15	86.95%	18.35	Horas reducidas por degradación
31,00	70,60	620,93	620,93	199,454	3,11	86.43%	18.24	Horas reducidas por degradación
31,60	70,00	616,00	616,00	199,454	3,09	86.17%	18.19	EoL 70% SoH

Tabla D – 4: Potencia de Suficiencia de Adaptativa 1 y 2

Año operativo	Año fin Adapt. 1	Modo Adapt. 1	SoH Adapt. 1 (%)	Adapt. 1 (MMUSD/año)	Año fin Adapt. 2	Modo Adapt. 2	SoH Adapt. 2 (%)	Adapt. 2 (MMUSD/año)
----------------------	-------------------------	----------------------	-------------------------	-----------------------------	-------------------------	----------------------	-------------------------	-----------------------------

1	1,00	HIB	98,06	20,69	1,00	HIB	98,06	20,69
2	2,00	HIB	97,25	20,69	2,00	HIB	97,25	20,69
3	3,00	HIB	96,63	20,69	3,00	HIB	96,63	20,69
4	4,00	HIB/SSCC	96,03	20,69	4,00	HIB	96,00	20,69
5	5,00	SSCC	95,09	20,69	5,00	HIB/SSCC	94,96	20,69
6	6,00	SSCC	94,15	20,69	6,00	SSCC	94,02	20,69
7	7,00	SSCC	93,22	20,69	7,00	SSCC	93,08	20,69
8	8,00	SSCC	92,28	20,69	8,00	SSCC	92,14	20,69
9	9,00	SSCC	91,34	20,69	9,00	SSCC	91,20	20,69
10	10,00	SSCC	90,40	20,65	10,00	SSCC	90,27	20,64
11	11,00	SSCC	89,46	20,55	11,00	SSCC	89,33	20,53
12	12,00	SSCC	88,53	20,45	12,00	SSCC	88,39	20,43
13	13,00	SSCC	87,59	20,33	13,00	SSCC	87,45	20,32
14	14,00	SSCC	86,65	20,20	14,00	SSCC	86,51	20,19
15	15,00	SSCC	85,71	20,09	15,00	SSCC	85,57	20,07
16	16,00	SSCC	84,77	19,97	16,00	SSCC	84,64	19,95
17	17,00	SSCC	83,83	19,87	17,00	SSCC	83,70	19,85
18	18,00	SSCC	82,90	19,75	18,00	SSCC	82,76	19,74
19	19,00	SSCC	81,96	19,64	19,00	SSCC	81,82	19,62
20	20,00	SSCC	81,02	19,53	20,00	SSCC	80,88	19,52
21	21,00	SSCC	80,08	19,42	21,00	SSCC	79,95	19,41
22	22,00	SSCC	79,14	19,28	22,00	SSCC	79,01	19,26
23	23,00	SSCC	78,20	19,17	23,00	SSCC	78,07	19,16
24	24,00	SSCC	77,27	19,06	24,00	SSCC	77,13	19,04
25	25,00	SSCC	76,33	18,95	25,00	SSCC	76,19	18,93
26	26,00	SSCC	75,39	18,84	26,00	SSCC	75,25	18,83
27	27,00	SSCC	74,45	18,73	27,00	SSCC	74,32	18,71
28	28,00	SSCC	73,51	18,61	28,00	SSCC	73,38	18,60
29	29,00	SSCC	72,58	18,51	29,00	SSCC	72,44	18,49
30	30,00	SSCC	71,64	18,37	30,00	SSCC	71,50	18,35
31	31,00	SSCC	70,70	18,25	31,00	SSCC	70,56	18,24
32	31,74	SSCC	70,00	18,19	31,60	SSCC	70,00	18,19

E. Pago por desgaste

Tabla E – 1: Pago por desgaste HIB

Año	SoH (%)	Energía elegible (MWh/año)	Pago desgaste (USD/año)	Pago desgaste (MMUSD/año)
0,0	100,0	231.491,06	462.982,11	0,462982
1,0	99,0	231.491,06	462.982,11	0,462982
2,0	98,0	231.491,06	462.982,11	0,462982
3,0	97,0	231.491,06	462.982,11	0,462982
4,0	96,0	231.491,06	462.982,11	0,462982
5,0	94,9	231.491,06	462.982,11	0,462982
6,0	93,8	231.491,06	462.982,11	0,462982
7,0	92,7	231.491,06	462.982,11	0,462982
8,0	91,6	231.491,06	462.982,11	0,462982
9,0	90,5	230.660,58	461.321,16	0,461321
10,0	89,4	227.862,43	455.724,87	0,455725
11,0	88,3	225.067,18	450.134,36	0,450134
12,0	87,2	222.271,92	444.543,85	0,444544
13,0	86,1	219.476,67	438.953,34	0,438953
14,0	85,0	216.681,42	433.362,83	0,433363
15,0	83,9	213.883,27	427.766,53	0,427767
16,0	82,8	211.088,01	422.176,03	0,422176
17,0	81,7	208.292,76	416.585,52	0,416586
18,0	80,6	205.497,50	410.995,01	0,410995
19,0	79,5	202.702,25	405.404,50	0,405404
20,0	78,4	199.906,99	399.813,99	0,399814
21,0	77,4	197.108,85	394.217,69	0,394218
22,0	76,3	194.313,59	388.627,18	0,388627
23,0	75,2	191.518,34	383.036,68	0,383037
24,0	74,1	188.723,08	377.446,17	0,377446
25,0	73,0	185.927,83	371.855,66	0,371856
26,0	71,9	183.129,68	366.259,36	0,366259
27,0	70,8	180.334,43	360.668,85	0,360669

27,7 70,0 178.378,33 356.756,65 0,356757

Tabla E – 2: Pago por desgaste SSCC

Año	SoH (%)	Energía elegible (MWh/año)	Pago desgaste (USD/año)	Pago desgaste (MMUSD/año)
0,0	100,0	358.646,92	717.293,84	0,717294
1,0	99,0	358.646,92	717.293,84	0,717294
2,0	97,9	358.646,92	717.293,84	0,717294
3,0	96,9	358.646,92	717.293,84	0,717294
4,0	95,8	358.646,92	717.293,84	0,717294
5,0	94,9	358.646,92	717.293,84	0,717294
6,0	93,9	358.646,92	717.293,84	0,717294
7,0	93,0	358.646,92	717.293,84	0,717294
8,0	92,1	358.646,92	717.293,84	0,717294
9,0	91,1	358.646,92	717.293,84	0,717294
10,0	90,2	355.804,64	711.609,29	0,711609
11,0	89,3	352.115,06	704.230,13	0,704230
12,0	88,3	348.429,97	696.859,93	0,696860
13,0	87,4	344.740,39	689.480,77	0,689481
14,0	86,4	341.055,29	682.110,58	0,682111
15,0	85,5	337.365,71	674.731,42	0,674731
16,0	84,6	333.680,61	667.361,23	0,667361
17,0	83,6	329.991,03	659.982,07	0,659982
18,0	82,7	326.305,94	652.611,87	0,652612
19,0	81,8	322.616,36	645.232,71	0,645233
20,0	80,8	318.931,26	637.862,52	0,637863
21,0	79,9	315.241,68	630.483,36	0,630483
22,0	79,0	311.556,58	623.113,16	0,623113
23,0	78,0	307.867,00	615.734,00	0,615734
24,0	77,1	304.181,90	608.363,81	0,608364
25,0	76,2	300.492,32	600.984,65	0,600985
26,0	75,2	296.807,23	593.614,45	0,593614
27,0	74,3	293.117,65	586.235,29	0,586235

28,0	73,4	289.432,55	578.865,10	0,578865
29,0	72,4	285.742,97	571.485,94	0,571486
30,0	71,5	282.057,87	564.115,74	0,564116
31,0	70,6	278.368,29	556.736,58	0,556737
31,6	70,0	276.158,13	552.316,26	0,552316

Tabla E – 3: Pago por desgaste Adaptativa 1 y 2

Año operativo	Adaptativa 1				Adaptativa 2			
	Año fin	Modo	SoH (%)	Pago desgaste (MMUSD/año)	Año fin	Modo	SoH (%)	Pago desgaste (MMUSD/año)
1	1,00	HIB	98,06	0,462982	1,00	HIB	98,06	0,462982
2	2,00	HIB	97,25	0,462982	2,00	HIB	97,25	0,462982
3	3,00	HIB	96,63	0,462982	3,00	HIB	96,63	0,462982
4	4,00	HIB/SSCC	96,03	0,508758	4,00	HIB	96,00	0,462982
5	5,00	SSCC	95,09	0,717294	5,00	HIB/SSCC	94,96	0,546905
6	6,00	SSCC	94,15	0,717294	6,00	SSCC	94,02	0,717294
7	7,00	SSCC	93,22	0,717294	7,00	SSCC	93,08	0,717294
8	8,00	SSCC	92,28	0,717294	8,00	SSCC	92,14	0,717294
9	9,00	SSCC	91,34	0,717294	9,00	SSCC	91,20	0,717294
10	10,00	SSCC	90,40	0,712872	10,00	SSCC	90,27	0,712051
11	11,00	SSCC	89,46	0,705542	11,00	SSCC	89,33	0,704476
12	12,00	SSCC	88,53	0,698555	12,00	SSCC	88,39	0,697523
13	13,00	SSCC	87,59	0,691039	13,00	SSCC	87,45	0,689891
14	14,00	SSCC	86,65	0,683953	14,00	SSCC	86,51	0,682922
15	15,00	SSCC	85,71	0,676453	15,00	SSCC	85,57	0,675305
16	16,00	SSCC	84,77	0,668753	16,00	SSCC	84,64	0,667689
17	17,00	SSCC	83,83	0,661679	17,00	SSCC	83,70	0,660720
18	18,00	SSCC	82,90	0,654250	18,00	SSCC	82,76	0,653103
19	19,00	SSCC	81,96	0,646545	19,00	SSCC	81,82	0,645397
20	20,00	SSCC	81,02	0,639484	20,00	SSCC	80,88	0,638453
21	21,00	SSCC	80,08	0,631959	21,00	SSCC	79,95	0,630893
22	22,00	SSCC	79,14	0,624259	22,00	SSCC	79,01	0,623195

23	23,00	SSCC	78,20	0,617210	23,00	SSCC	78,07	0,616251
24	24,00	SSCC	77,27	0,609756	24,00	SSCC	77,13	0,608610
25	25,00	SSCC	76,33	0,602051	25,00	SSCC	76,19	0,600911
26	26,00	SSCC	75,39	0,595014	26,00	SSCC	75,25	0,593983
27	27,00	SSCC	74,45	0,587465	27,00	SSCC	74,32	0,586399
28	28,00	SSCC	73,51	0,579766	28,00	SSCC	73,38	0,578717
29	29,00	SSCC	72,58	0,572814	29,00	SSCC	72,44	0,571781
30	30,00	SSCC	71,64	0,565262	30,00	SSCC	71,50	0,564116
31	31,00	SSCC	70,70	0,557557	31,00	SSCC	70,56	0,556442
32	31,74	SSCC	70,00	0,552316	31,60	SSCC	70,00	0,552316



F. Valorización económica del carbono evitado

Tabla F – 1: Valorización económica del carbono evitado para HIB

Año	Energía de subida [MWh/año]	CO ₂ evitado [tCO ₂ /año]	Valor carbono [MMUSD/año]
0,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
1,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
2,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
3,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
4,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
5,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
6,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
7,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
8,0	113.972,14	110.898,15	0,554491
9,0	113.563,27	110.500,31	0,552502
10,0	112.185,63	109.159,82	0,545799
11,0	110.809,41	107.820,72	0,539104
12,0	109.433,20	106.481,63	0,532408
13,0	108.056,99	105.142,54	0,525713
14,0	106.680,77	103.803,44	0,519017
15,0	105.303,13	102.462,95	0,512315
16,0	103.926,92	101.123,86	0,505619
17,0	102.550,71	99.784,77	0,498924
18,0	101.174,49	98.445,67	0,492228
19,0	99.798,28	97.106,58	0,485533
20,0	98.422,07	95.767,49	0,478837
21,0	97.044,43	94.427,00	0,472135
22,0	95.668,21	93.087,90	0,465440
23,0	94.292,00	91.748,81	0,458744
24,0	92.915,79	90.409,72	0,452049
25,0	91.539,57	89.070,62	0,445353
26,0	90.161,94	87.730,14	0,438651
27,0	88.785,72	86.391,04	0,431955
27,7	87.822,66	85.453,96	0,427270

Tabla F – 2: Valorización económica del carbono evitado para SSCC

Año	Energía de subida [MWh/año]	CO ₂ evitado [tCO ₂ /año]	Valor carbono [MMUSD/año]
0,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
1,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
2,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
3,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
4,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
5,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
6,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
7,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
8,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
9,0	177.503,15	172.715,64	0,863578
10,0	176.096,44	171.346,87	0,856734
11,0	174.270,37	169.570,05	0,847850
12,0	172.446,53	167.795,40	0,838977
13,0	170.620,47	166.018,59	0,830093
14,0	168.796,62	164.243,93	0,821220
15,0	166.970,56	162.467,13	0,812336
16,0	165.146,71	160.692,47	0,803462
17,0	163.320,65	158.915,66	0,794578
18,0	161.496,80	157.141,00	0,785705
19,0	159.670,74	155.364,19	0,776821
20,0	157.846,90	153.589,54	0,767948
21,0	156.020,83	151.812,73	0,759064
22,0	154.196,99	150.038,08	0,750190
23,0	152.370,92	148.261,26	0,741306
24,0	150.547,08	146.486,61	0,732433
25,0	148.721,01	144.709,79	0,723549
26,0	146.897,17	142.935,14	0,714676
27,0	145.071,11	141.158,33	0,705792
28,0	143.247,26	139.383,68	0,696918
29,0	141.421,20	137.606,87	0,688034
30,0	139.597,35	135.832,21	0,679161
31,0	137.771,29	134.055,40	0,670277
31,6	136.677,43	132.991,04	0,664955

Tabla F – 3: Valorización económica del carbono evitado para Adaptativa 1 y 2

Año operativo	Año fin A1	Modo A1	SoH A1 [%]	A1 [MMUSD/año]	Año fin A2	Modo A2	SoH A2 [%]	A2 [MMUSD/año]
1	1,00	HIB	98,06	0,554490	1,00	HIB	98,06	0,554490
2	2,00	HIB	97,25	0,554490	2,00	HIB	97,25	0,554490
3	3,00	HIB	96,63	0,554490	3,00	HIB	96,63	0,554490
4	4,00	HIB/SSCC	96,03	0,610126	4,00	HIB	96,00	0,554490
5	5,00	SSCC	95,09	0,863579	5,00	HIB/SSCC	94,96	0,656490
6	6,00	SSCC	94,15	0,863579	6,00	SSCC	94,02	0,863579
7	7,00	SSCC	93,22	0,863579	7,00	SSCC	93,08	0,863579
8	8,00	SSCC	92,28	0,863579	8,00	SSCC	92,14	0,863579
9	9,00	SSCC	91,34	0,863579	9,00	SSCC	91,20	0,863579
10	10,00	SSCC	90,40	0,858255	10,00	SSCC	90,27	0,857267
11	11,00	SSCC	89,46	0,849429	11,00	SSCC	89,33	0,848146
12	12,00	SSCC	88,53	0,841018	12,00	SSCC	88,39	0,839776
13	13,00	SSCC	87,59	0,831968	13,00	SSCC	87,45	0,830586
14	14,00	SSCC	86,65	0,823438	14,00	SSCC	86,51	0,822195
15	15,00	SSCC	85,71	0,814408	15,00	SSCC	85,57	0,813026
16	16,00	SSCC	84,77	0,805139	16,00	SSCC	84,64	0,803856
17	17,00	SSCC	83,83	0,796622	17,00	SSCC	83,70	0,795467
18	18,00	SSCC	82,90	0,787677	18,00	SSCC	82,76	0,786297
19	19,00	SSCC	81,96	0,778400	19,00	SSCC	81,82	0,777018
20	20,00	SSCC	81,02	0,769900	20,00	SSCC	80,88	0,768657
21	21,00	SSCC	80,08	0,760840	21,00	SSCC	79,95	0,759557
22	22,00	SSCC	79,14	0,751571	22,00	SSCC	79,01	0,750289
23	23,00	SSCC	78,20	0,743084	23,00	SSCC	78,07	0,741928
24	24,00	SSCC	77,27	0,734109	24,00	SSCC	77,13	0,732729
25	25,00	SSCC	76,33	0,724832	25,00	SSCC	76,19	0,723461
26	26,00	SSCC	75,39	0,716362	26,00	SSCC	75,25	0,715120
27	27,00	SSCC	74,45	0,707273	27,00	SSCC	74,32	0,705989
28	28,00	SSCC	73,51	0,698003	28,00	SSCC	73,38	0,696741
29	29,00	SSCC	72,58	0,689633	29,00	SSCC	72,44	0,688390
30	30,00	SSCC	71,64	0,680541	30,00	SSCC	71,50	0,679161
31	31,00	SSCC	70,70	0,671264	31,00	SSCC	70,56	0,669922
32	31,74	SSCC	70,00	0,664956	31,60	SSCC	70,00	0,664956

G. Parámetros de evaluación

Tabla G – 1: Desglose aproximado del OPEX

Bloque	Partida	Base de cálculo	USD/mes unitario	USD/mes	USD/año
RECURSOS HUMANOS					
Recursos humanos	Site Manager	1 cargo	8.200	8.200	98.400
Recursos humanos	Supervisor eléctrico	2 cargos	4.500	9.000	108.000
Recursos humanos	Técnico BESS	4 cargos	2.400	9.600	115.200
Recursos humanos	Guardia de seguridad	4 cargos	1.600	6.400	76.800
Recursos humanos	Administrativo y comunidades	1 cargo	2.000	2.000	24.000
Recursos humanos	Transporte, alimentación, EPP y capacitación	Complemento mensual estimado	-	24.800	297.600
Subtotal	Recursos humanos			60.000	720.000
SEGUROS					
Seguros	Property Damage	Póliza anual	-	30.000	360.000
Seguros	Business Interruption	Póliza anual	-	25.000	300.000
Seguros	Responsabilidad civil	Póliza anual	-	15.000	180.000
Subtotal	Seguros			70.000	840.000
MANTENIMIENTO TÉCNICO Y DISPONIBILIDAD					
Mantenimiento	LTSA PCS e inversores	Contrato especializado	-	45.000	540.000
Mantenimiento	LTSA sistema BMS y control	Contrato especializado	-	20.000	240.000
Mantenimiento	LTSA refrigeración líquida	Contrato especializado	-	15.000	180.000
Mantenimiento	Repuestos críticos en sitio	Stock mínimo	-	10.000	120.000
Mantenimiento	Servicios correctivos mayores y soporte OEM	Bolsa anual estimada	-	10.000	120.000
Subtotal	LTSA y mantenimiento			100.000	1.200.000
Mantenimiento	Fondo de augmentación	Provisión mensual	-	60.000	720.000
Subtotal	Mantenimiento técnico y augmentación			160.000	1.920.000
TRIBUTOS, TERRENO Y CARGOS FIJOS LOCALES					

Tributos y terreno	Patente municipal	Tope anual estimado	-	50.000	600.000
Tributos y terreno	Canon concesión onerosa	Renta anual de uso	-	8.333	100.000
Subtotal	Tributos y terreno			58.333	700.000
SERVICIOS AUXILIARES Y GASTOS OPERATIVOS MENORES					
Servicios auxiliares	Consumo eléctrico interno	Bombas, HVAC, BMS, iluminación	-	8.333	100.000
Operación menor	Limpieza técnica y control de polvo	Servicio anual	-	2.083	25.000
TI y telecomunicaciones	Comunicaciones, respaldo y ciberseguridad	Servicio anual	-	1.250	15.000
Cumplimiento	Auditorías, RCA y cumplimiento	Servicio anual	-	1.250	15.000
Subtotal	Servicios auxiliares y gastos menores			12.916	155.000
TOTAL	OPEX total anual resultante			361.249	4.335.000

